

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



# **Geradores Eléctricos para Aproveitamentos de Energias Renováveis**

José Carlos Moreira da Silva

VERSÃO PROVISÓRIA

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa

Junho de 2008



# Resumo

O presente trabalho faz um ponto da situação no que se refere à tipificação das soluções que, em termos de geradores eléctricos, são adoptadas em aproveitamentos de energias renováveis, mais concretamente na energia eólica, para a produção de energia eléctrica.

O trabalho foi estruturado em duas etapas, com os seguintes objectivos:

- Estudo da evolução e das soluções tecnológicas utilizadas actualmente na energia eólica, apresentando uma visão geral do uso de diferentes tecnologias e uma apreciação crítica, devidamente fundamentada, sobre cada uma delas.

- Desenvolvimento de um trabalho de pesquisa laboratorial com vista à obtenção de características de funcionamento relevantes da máquina assíncrona de rotor em gaiola como gerador isolado (autónomo) e como gerador ligado à rede, em regime permanente.

A realização da actividade experimental, permitiu um aprofundamento dos conhecimentos do autor sobre o gerador de indução, assunto que não tinha tido oportunidade de fazer no seu trajecto curricular.



# Abstract

This work is an updated point of view, regarding the classification of solutions that, in terms of electrical generators, are taken into exploitations of renewable energy, specifically in wind energy to electrical power plants.

It was structured in two stages, with the following objectives:

- Study of developments and technological solutions currently used in wind energy power plants, presenting an overview of the use of different technologies and a critical appreciation, reasoned, on each one.

- Development of a laboratorial project in order to obtain relevant characteristics of operation of the squirrel cage induction machine as an isolated asynchronous generator (independent) and connected to the network, on a permanent basis.

The completion of the trial activity, allowed an additional increase in knowledge of the author on the generator of induction, a subject that still hadn't got an opportunity to deepen it's knowledge in the curriculum.



# Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa, pela proposta do tema, e, pelo o apoio e total disponibilidade manifestadas ao longo da realização deste trabalho.

A todos os colegas que sempre estiveram dispostos para qualquer ajuda, pelo que faço questão de mencioná-los: Helena Costa, João Paulo, Joel Ramires, Octávio Cunha; Ricardo Martins;

À minha família e a todos os outros que directa ou indirectamente me ajudaram a tornar este trabalho possível.





# Índice

<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 - Objectivos .....	2
1.2 - Breve apresentação do trabalho .....	2
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
<b>Energias renováveis - Energia eólica .....</b>	<b>5</b>
2.1 - Introdução .....	5
2.2 - Energias renováveis .....	5
2.2.1 - A importância da energia eólica num contexto Internacional.....	7
2.2.2 - Energia Eólica em Portugal, presente e futuro .....	10
2.2.3 - Microgeracao eólica .....	14
2.3 - Enquadramento legal .....	14
2.4 - Impactes, limitações e barreiras .....	15
2.5 - Conclusões .....	17
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>19</b>
<b>Aerogeradores .....</b>	<b>19</b>
3.1 - Introdução .....	19
3.2 - Evolução dos aerogeradores .....	19
3.2.1 - Turbinas Offshore .....	23
3.3 - Distribuicao de Weibull.....	25
3.4 - Potencia eólica .....	26
3.5 - Captação da Energia Eólica .....	29
3.5.1 - Limite de Betz .....	29
3.6 - Característica eléctrica do aerogerador .....	31
3.7 - Aerodinâmica.....	33
3.7.1 - Forças Actuantes na Pá.....	35
3.7.1.1 - Forças de Sustentação e Arrasto.....	36
3.8 - Aspectos construtivos do aerogerador .....	38
3.8.1 - Rotores eólicos.....	41

3.8.1.1 -	Rotores de Eixo Horizontal .....	41
3.8.1.2 -	Rotores de Eixo Vertical .....	43
3.8.2 -	Torre.....	45
3.8.3 -	Cabine .....	46
3.8.4 -	Sistema de transmissão .....	47
3.8.4.1 -	Sistema com caixa de velocidades .....	48
3.8.4.2 -	Sistema sem caixa de velocidades .....	49
3.8.5 -	Mecanismos de controlo.....	50
3.8.6 -	Gerador Eléctrico .....	52
3.9 -	Conclusões .....	54
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>55</b>	
<b>Estado da arte - Geradores Eléctricos para Aero geradores .....</b>	<b>55</b>	
4.1 -	Introdução .....	55
4.2 -	Caracterização das principais tecnologias de conversão de energia eléctrica no sector.....	55
4.3 -	Funcionamento em velocidade constante .....	56
4.4 -	Funcionamento em Velocidade variável .....	59
4.5 -	Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (GIGE).....	61
4.6 -	Gerador Indução duplamente alimentado (GIDA) .....	65
4.7 -	Gerador Síncrono com Rotor Bobinado (GSRB).....	72
4.8 -	Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (GSIP) .....	74
4.9 -	Conclusões .....	76
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>79</b>	
<b>Actividade Experimental .....</b>	<b>79</b>	
5.1 -	Introdução .....	79
5.2 -	Caracterização laboratorial .....	80
5.3 -	Principio de Funcionamento.....	82
5.3.1 -	Deslizamento rotórico .....	83
5.4 -	Funcionamento como gerador autónomo (Isolado da Rede).....	87
5.4.1 -	Auto-excitação do gerador .....	87
5.4.2 -	Influencia da velocidade no processo de auto-excitação .....	89
5.4.3 -	Gerador isolado com carga: sem regulação de tensão .....	90
5.4.4 -	Gerador Isolado com carga: com regulação de tensão .....	95
5.5 -	Funcionamento em paralelo com a rede.....	98
5.5.1 -	Sem compensação do factor de potência .....	99
5.5.2 -	Com compensação do factor de potência.....	103
5.5.3 -	Regulação do factor de potência .....	107
5.6 -	Conclusões .....	108
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>111</b>	
<b>Síntese e Conclusões .....</b>	<b>111</b>	
<b>Perspectivas de trabalhos futuros .....</b>	<b>111</b>	
6.1 -	Sugestões para trabalho futuro .....	113

<b>Referências.....</b>	<b>115</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>119</b>
1 - Medição das capacidades .....	119
2 - Valores obtidos no funcionamento do gerador isolado .....	120
3 - Valores obtidos no funcionamento do gerador em paralelo com a rede ...	132
4 - Actas das reuniões com o orientador .....	136



# Lista de figuras

<b>Figura 2.1</b> - Objectivos das Energias Renováveis para 2010 [2].	7
<b>Figura 2.2</b> - Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos [3].	8
<b>Figura 2.3</b> - Distribuição da energia eólica por continentes. Capacidade total instalada em 2007 (total: 93.9GW) [3].	8
<b>Figura 2.4</b> - Quota de Mercado dos Fabricantes de Aerogeradores [4].	9
<b>Figura 2.5</b> - Previsão do Crescimento da Energia Eólica em Portugal [2].	12
<b>Figura 2.6</b> - Quotas de mercado fabricantes - Dezembro de 2007 (Parques ligados à rede) [9].	12
<b>Figura 2.7</b> - Quotas de mercado promotores - Dezembro de 2007 (Parques ligados à rede) [9].	13
<b>Figura 3.1</b> - Moinho de vento construído por Brush [2].	20
<b>Figura 3.2</b> - Turbina eólica Gedser [2].	20
<b>Figura 3.3</b> - Evolução dos aerogeradores [7].	22
<b>Figura 3.4</b> - Número de aerogeradores por classe de potências [9].	22
<b>Figura 3.5</b> - Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina [13].	23
<b>Figura 3.6</b> - Parque eólico offshore.	24
<b>Figura 3.7</b> - Desenvolvimento anual da energia offshore [21].	24
<b>Figura 3.8</b> - Frequência de ocorrência da velocidade do vento (%), obtida a partir de dados reais [22].	25
<b>Figura 3.9</b> - Densidade de probabilidade de Weibull [22].	26
<b>Figura 3.10</b> - Fluxo de energia extraída das turbinas eólicas [23].	27
<b>Figura 3.11</b> - Densidade de potência disponível no vento [22].	28
<b>Figura 3.12</b> - Curva característica potência/velocidade do vento para uma turbina V90-1.8 MW e V90-2.0 MW [26].	28

<b>Figura 3.13</b> - Representação do fluxo de ar que acciona a turbina eólica [13].	29
<b>Figura 3.14</b> - Relação entre a potência disponível no vento e a potência máxima que pode ser extraída por uma turbina eólica ideal, determinada pelo Limite de Betz. .	30
<b>Figura 3.15</b> - Relação entre as densidades de potência: Disponível no vento, captada por uma turbina eólica ideal (limite de Betz) e convertida em eléctrica por um determinado aerogerador real.	31
<b>Figura 3.16</b> - Característica mecânica de uma turbina de 660 kW.	32
<b>Figura 3.17</b> - Curvas características de $C_p$ versus $\lambda$ para diferentes rotores eólicos [30].	33
<b>Figura 3.18</b> - Potência da turbina versus Velocidade do rotor para diferentes velocidades [27].	34
<b>Figura 3.19</b> - Sistema de forças num perfil alar [25].	35
<b>Figura 3.20</b> - Exemplos de aerogeradores modernos.	38
<b>Figura 3.21</b> - Diagramas esquemáticos da montagem interna de aerogeradores modernos.	39
<b>Figura 3.22</b> - Principais elementos que compõem um aerogerador [34].	40
<b>Figura 3.23</b> - Esquema de uma eólica de eixo horizontal "upwind".	42
<b>Figura 3.24</b> - Esquema de uma eólica de eixo horizontal "downwind".	42
<b>Figura 3.25</b> - Turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus [14].	43
<b>Figura 3.26</b> - Esquema do princípio de funcionamento do rotor de Savonius.	44
<b>Figura 3.27</b> - Formato típico das pás de uma turbina eólica moderna [35].	44
<b>Figura 3.28</b> - Tipos de torres: a) Tubular; b) Entrelaçada.	45
<b>Figura 3.29</b> - Interior de uma torre tubular.	46
<b>Figura 3.30</b> - Exemplos de cabines: a) Enercon; b) Vestas; c) Nordex; d) GE.	47
<b>Figura 3.31</b> - Arquitecturas básicas dos aerogeradores modernos: a) Acoplamento com caixa de transmissão e eixo principal rotativo; b) Acoplamento directo e eixo principal fixo.	48
<b>Figura 3.32</b> - Caixa de transmissão: a) Do lado do eixo de entrada; b) Do lado do eixo de saída.	49
<b>Figura 3.33</b> - Vista da estrutura de um aerogerador sem sistema de transmissão [35].	49
<b>Figura 3.34</b> - Controle Stall versus controle Pitch.	51
<b>Figura 3.35</b> - Esquema simplificado dos modelos de aerogeradores usados actualmente [39].	53
<b>Figura 4.1</b> - Característica de uma turbina eólica operando em velocidade constante [30].	57
<b>Figura 4.2</b> - Característica de uma turbina eólica operando em duas velocidades [30].	58
<b>Figura 4.3</b> - Troca de pólos do estator para variar a velocidade [27].	58

<b>Figura 4.4</b> - Característica de uma turbina eólica operando em velocidade variável [30].....	60
<b>Figura 4.5</b> - Distribuição aproximadas das topologias de velocidade [27]. ....	61
<b>Figura 4.6</b> - Característica binário velocidade da MIRC. ....	61
<b>Figura 4.7</b> - Sistema de Geração Eólica com GICE. ....	62
<b>Figura 4.8</b> - Característica do binário - velocidade do rotor para operação com a velocidade. ....	63
<b>Figura 4.9</b> - Curvas características binário - velocidade para diferentes valores de resistência do rotor. ....	65
<b>Figura 4.10</b> - Esquema do fluxo de potência na máquina duplamente alimentada. ....	67
<b>Figura 4.11</b> - Característica $C_p(v)$ para turbinas de velocidade fixa (vf) e de velocidade variável (vv). ....	68
<b>Figura 4.12</b> - Característica $P_{mec}(v)$ para turbinas de velocidade variável (vv) e explorada a velocidade fixa (vf). ....	68
<b>Figura 4.13</b> - Potência activas das MIRC (vf) e MIDA (vv) em função da velocidade do rotor. ....	69
<b>Figura 4.14</b> - Sistema de geração eólica com GIDA. ....	70
<b>Figura 4.15</b> - Sistema de geração eólica com GSRB. ....	72
<b>Figura 4.16</b> - Estator e rotor de um GSRB [35]. ....	73
<b>Figura 4.17</b> - Sistema de geração eólica com GSIP. ....	74
<b>Figura 5.1</b> - Princípio de Funcionamento de um motor de indução trifásico. ....	83
<b>Figura 5.2</b> - Esquema equivalente da máquina de assíncrona para a convenção de gerador. ....	84
<b>Figura 5.3</b> - Característica binário - velocidade da máquina assíncrona. ....	85
<b>Figura 5.4</b> - Fluxo de potência da máquina de indução em funcionamento como gerador. ...	85
<b>Figura 5.5</b> - Auto-excitação da máquina assíncrona [55]. ....	86
<b>Figura 5.6</b> - Esquema de montagem para auto-excitação do gerador. ....	87
<b>Figura 5.7</b> - Execução do esquema de montagem no laboratório. ....	88
<b>Figura 5.8</b> - Crescimento da tensão com o aumento da capacidade, para valores de frequência gerada constantes. ....	89
<b>Figura 5.9</b> - Crescimento da tensão com o aumento da capacidade, para valores de velocidade constantes. ....	90
<b>Figura 5.10</b> - Esquema de montagem do funcionamento do gerador com carga. ....	91
<b>Figura 5.11</b> - Execução do esquema de montagem no laboratório. ....	91
<b>Figura 5.12</b> - Variação da tensão em função da corrente de carga, para 40Hz. ....	92

<b>Figura 5.13</b> - Variação da tensão em função da corrente de carga, para 50Hz.....	92
<b>Figura 5.14</b> - Variação da tensão em função da corrente de carga, para 60Hz.....	93
<b>Figura 5.15</b> - Esquema de montagem do gerador com carga.....	95
<b>Figura 5.16</b> - Corrente de excitação em função da carga para 40Hz. ....	96
<b>Figura 5.17</b> - Corrente de excitação em função da carga para 50Hz. ....	96
<b>Figura 5.18</b> - Corrente de excitação em função da carga para 60Hz. ....	97
<b>Figura 5.19</b> - Esquema de montagem do funcionamento do gerador em paralelo com a rede, sem compensação do factor de potência. ....	99
<b>Figura 5.20</b> - Execução do esquema de montagem no laboratório.....	100
<b>Figura 5.21</b> - Crescimento da Potência com o aumento da velocidade. ....	100
<b>Figura 5.22</b> - Consumo da Potência reactiva com o aumento da potência gerada. ....	101
<b>Figura 5.23</b> - Comportamento do $\cos(\varphi)$ com o aumento da potência. ....	102
<b>Figura 5.24</b> - Crescimento das potências com o aumento da velocidade. ....	103
<b>Figura 5.25</b> - Esquema de montagem do funcionamento do gerador em paralelo com a rede, com compensação do factor de potência. ....	103
<b>Figura 5.26</b> - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=137.1\mu F$ ). ....	104
<b>Figura 5.27</b> - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=156.4\mu F$ ). ....	104
<b>Figura 5.28</b> - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=164\mu F$ ). ....	105
<b>Figura 5.29</b> - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=171.6\mu F$ ). ....	105
<b>Figura 5.30</b> - Regulação do factor de potência. ....	108



## Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Ranking dos países com maior capacidade instalada em 2007 [3].	10
Tabela 2.2 - Evolução histórica da potência total instalada em renováveis [2].	11
Tabela 3.1 - Regimes de funcionamento dos perfis alares [13].	37
Tabela 4.1 - Comparação das diferentes topologias [40].	76
Tabela 5.1 - Ensaio realizado no laboratório de Máquinas Eléctricas.	80
Tabela 5.2 - Características da máquina primária.	81
Tabela 5.3 - Características do gerador de indução.	81
Tabela 5.4 - Principais equipamentos usados nos ensaios.	82
Tabela 5.5 - Valores obtidos para $C=156.4\mu\text{F}$ .	106
Tabela 5.6 - Valores obtidos para $C=171.6\mu\text{F}$ .	107
Tabela 5.7 - Determinação das capacidades	119
Tabela 5.8 - Tensão gerada para $f=40\text{Hz}$ .	
Tabela 5.9 - Tensão gerada para $f=50\text{Hz}$ .	120
Tabela 5.10 - Tensão gerada para $f=60\text{Hz}$ .	121
Tabela 5.11 - Tensão gerada para $n=750\text{rpm}$ .	
Tabela 5.12 - Tensão gerada para $n=1000\text{rpm}$ .	122
Tabela 5.13 - Tensão gerada para $n=1250\text{rpm}$ .	
Tabela 5.14 - Tensão gerada para $n=1400\text{rpm}$ .	123
Tabela 5.15 - Tensão gerada para $n=1500\text{rpm}$ .	
Tabela 5.16 - Tensão gerada para $n=1600\text{rpm}$ .	124
Tabela 5.17 - Tensão gerada para $f=40\text{Hz}$ ; $C=188,5\mu\text{F}$ ; $\cos\varphi=1$ ; $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ; $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ (valores constantes).	125
Tabela 5.18 - Tensão gerada para $f=50\text{Hz}$ ; $C=119,9\mu\text{F}$ ; $\cos\varphi=1$ ; $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ; $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ (valores constantes).	126

<b>Tabela 5.19</b> - Tensão gerada para $f=60\text{Hz}$ ; $C=81,6\mu\text{F}$ ; $\cos\varphi=1$ ; $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ; $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ (valores constantes). .....	127
<b>Tabela 5.20</b> - Tensão gerada para $f=40\text{Hz}$ ; $U=304\text{V}$ ; $\cos\varphi=1$ ; $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ; $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ (valores constantes). .....	128
<b>Tabela 5.21</b> - Tensão gerada para $f=50\text{Hz}$ ; $U=380\text{V}$ ; $\cos\varphi=1$ ; $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ; $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ (valores constantes). .....	129
<b>Tabela 5.22</b> - Tensão gerada para $f=60\text{Hz}$ ; $U=456\text{V}$ ; $\cos\varphi=1$ ; $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ; $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ (valores constantes). .....	131
<b>Tabela 5.23</b> - Valores obtidos de potência activa, reactiva e aparente com o aumento da velocidade.....	132
<b>Tabela 5.24</b> - Valores obtidos de potência activa, reactiva e aparente com o aumento da velocidade, para diferentes valores de $C$ .....	133
<b>Tabela 5.25</b> - Valores obtidos para $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ e $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ , com o aumento da velocidade. Valores obtidos para $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ e $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ , com o aumento da velocidade. ....	135

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

CSCF	Constant Speed Constant Frequency
DFIG	Double Fed Induction Generator
DOIG	Double Output Induction Generator
GEOL	Geradores eólico
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentada
GIGE	Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo
GSIP	Gerador Síncrono Imanes Permanentes
GSRB	Gerador Síncrono Rotor bobinado
MIRG	Máquina de Indução de Rotor em Gaiola de Esquilo
VSCF	Variable Speed Constant Frequency

## Lista de símbolos

$C$	Capacidade
$f$	Frequência
$n_s$	Velocidade síncrona
$p$	nº de pares de pólo
$P$	Potência activa
$p_{J,1}$	Perdas no estator, devidas ao efeito Joule
$p_{J,2}$	Perdas no rotor, devidas ao efeito Joule
$p_{FE}$	Perdas devidas à magnetização do estator
$Q$	Potência Reactiva
$R_0$	Resistência representativa das perdas no ferro do gerador, por fase
$R_r$	Resistência por fase do rotor
$R_s$	Resistência por fase do estator
$s$	Deslizamento
$S$	Potencia aparente
$U$	Tensão
$w$	velocidade angular
$X_s$	Reactância de fugas do estator, por fase
$X_r$	Reactância de fugas do rotor, por fase
$X_m$	Reactância de magnetização, por fase
$Z$	Impedância



# Capítulo 1

## Introdução

A energia eléctrica é hoje um elemento essencial e vital para qualquer nação, sendo o alicerce do desenvolvimento económico e dos altos níveis de vida que actualmente se verificam. Face ao contínuo crescimento da população mundial, é essencial que se diversifique as fontes de energia primária e se amplie, num curto prazo de tempo, a eficiência dos sistemas de conversão de energia de modo atender, de forma sustentada e equilibrada, ao previsível aumento de consumo de energia eléctrica no futuro.

Portugal, não tendo recursos fósseis, como o petróleo ou o gás natural, e com recursos de carvão praticamente extintos, vê-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente promovendo e incentivando o aumento da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. Além da diversificação das fontes de energia e do aproveitamento de recursos endógenos, o país age também no sentido da preservação do ambiente e do cumprimento dos compromissos que assumiram enquanto membro da UE, no âmbito do protocolo de Quioto.

É nesse âmbito que surgem ou se programam novos aproveitamentos (hidroeléctricos, eólicos e outros), onde a energia eléctrica é produzida a partir de uma fonte primária, através de um gerador eléctrico, como é bem sabido.

A escolha do conversor mecano-eléctrico para equipar tais centrais de produção de energia eléctrica, tem incidido sobre o gerador síncrono ou sobre o gerador assíncrono (ou de indução). Apesar disso, e quando se consideram, especialmente, os aproveitamentos de energia eólica (mas também em muitas outras situações de aproveitamentos de energias renováveis de pequena/média escala), o segundo constitui, em geral, a solução técnica e economicamente mais viável, devido às suas conhecidas características de robustez, fiabilidade e economia.

Por essas razões, mas também como consequência da experiência entretanto adquirida no funcionamento da máquina assíncrona como gerador e da resolução de problemas do seu funcionamento entretanto suscitados, tem-se-lhe dado preferência em vários contextos, particularmente no âmbito dos aproveitamentos eólicos.

De facto, o gerador assíncrono é o eleito pela maioria dos fabricantes de aerogeradores, uma vez que a máquina assíncrona apresenta como principais atractivos a simplicidade, a fiabilidade e a robustez estrutural, impedindo que qualquer outra máquina concorra com ela em termos de preço inicial. Quando comparada com ela, a máquina síncrona convencional e, mesmo, a de ímanes permanentes apresentam características a seu favor, tais como o elevado factor de potência que pode tornar a sua exploração economicamente viável, compensando, assim, o investimento inicial, vantagens que, apesar de tudo, não conseguem retirar a primazia ao gerador assíncrono.

### 1.1 - Objectivos

O trabalho agora apresentado possui dois objectivos essenciais, em torno dos quais se orientou também a preparação desta dissertação:

- i. fazer um ponto de situação actualizado relativamente à tipificação das soluções tecnológicas que, em termos de geradores eléctricos, são adoptadas em aproveitamentos de energias renováveis para a produção de energia eléctrica, com especial ênfase para a energia eólica, e
- ii. desenvolver um trabalho laboratorial com vista à caracterização do funcionamento do gerador assíncrono num contexto próximo do real, mas retirando partido da infraestrutura do Laboratório de Máquinas Eléctricas da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

A metodologia empregue consistiu numa pesquisa e análise exaustiva de material técnico e científico relevante para a elaboração do trabalho, seguida do cumprimento de um plano de testes realizados em laboratório sobre uma máquina de indução, explorada como gerador.

### 1.2 - Breve apresentação do trabalho

Em termos de estrutura esta dissertação é composta por cinco capítulos. No primeiro, é identificado o contexto do trabalho, caracterizando-se genericamente os tipos de máquinas que são usados na energia eólica.

No segundo capítulo, descreve-se a evolução da energia eólica, num contexto nacional e internacional, bem como a potência instalada, as metas a atingir, e as perspectivas futuras para o sector.

O terceiro capítulo é dedicado à apresentação dos aerogeradores enquanto sistemas. As tecnologias utilizadas actualmente e a composição dos aerogeradores são abordadas de uma forma pormenorizada.

No capítulo quatro procurou-se sintetizar o estado da arte no domínio dos geradores eléctricos.

O capítulo cinco é dedicado à descrição e apresentação de resultados da actividade experimental desenvolvida, sendo analisado o funcionamento da máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo, em regime permanente, como gerador.

Por final, apresentam-se as principais conclusões deste trabalho de pesquisa e indicam-se algumas perspectivas para a sua continuidade futura.





## Capítulo 2

# Energias renováveis - Energia eólica

### 2.1 - Introdução

De entre as fontes primárias de energia usualmente exploradas para a geração de electricidade, os combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) ainda são os mais utilizados, em todo o mundo.

No entanto, devido às preocupações relativas à disponibilidade a longo prazo dos combustíveis fósseis e também pelos impactes ambientais produzidos por subprodutos da geração de electricidade (gases com efeito de estufa, partículas, metais pesados, etc.), muitos países, nomeadamente os mais desenvolvidos, têm vindo a investir em tecnologias que exploram sobretudo as “novas” fontes de energia renováveis (eólica, solar, biomassa, geotérmicas, ondas e marés, etc.).

Neste contexto, a energia eólica tem vindo a destacar-se dentro do conjunto específico das energias renováveis, por ser das que oferece maior maturidade tecnológica para a produção de electricidade e uma maior certeza de rentabilidade económica.

Neste capítulo são tecidas considerações acerca da importância do aproveitamento da energia do vento para fins energéticos e da contribuição que tal pode representar para a redução da nossa dependência energética e para o desenvolvimento sustentável do País.

### 2.2 - Energias renováveis

O ressurgimento das energias renováveis dá-se a partir dos choques petrolíferos da década de 70. Por um lado, a necessidade de assegurar a diversidade e a segurança no fornecimento de energia, e, por outro lado, a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis fósseis, motivaram o renovado interesse pelas energias renováveis.

A diversificação das fontes de energia é uma das principais prioridades da política energética dos países desenvolvidos. No caso Português, tal assume particular importância, uma vez que a dependência do petróleo e seus derivados é muito elevada.

No sentido de protecção do ambiente, no final de 1997 é celebrado o protocolo de Quioto que estabelece limites quantificados para a emissão de gases geradores de efeito de estufa no período de 2008-2012. A União Europeia, com a directiva n.º 2001/77 CE, reconhece a necessidade de promover as Fontes de Energia Renovável (FER) considerando-as vectores estratégicos na protecção ambiental e no desenvolvimento sustentável.

Entre os compromissos assumidos por Portugal, encontra-se o de atingir uma quota de 39% do consumo bruto de electricidade<sup>1</sup> a partir de FER. Isto é, Portugal comprometeu-se a instalar uma capacidade de cerca de 3750 MW provenientes de FER, até 2010. Este é, por si só, um objectivo bastante ambicioso, especialmente quando comparado com os restantes Estados Membros [1].

A aposta no aproveitamento as energias renováveis em Portugal tornou-se clara com a publicação do Decreto-Lei n.º 312-C/2001, que altera procedimentos administrativos com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção, e do Decreto-Lei 339-C/2001, que actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável à rede pública, introduzindo uma remuneração muito atractiva, diferenciada por tecnologia e regime de exploração.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 13 de Março, aprovou uma clara e calendarizada política energética, essencial ao cumprimento dos compromissos assumidos em matéria ambiental, estabelecendo objectivos Nacionais para cada tipo de energia renovável.

Partindo de um objectivo bastante ambicioso e apostando em novas medidas, o governo reforçou ainda mais a aposta nas energias renováveis, visando superar a meta estabelecida na Directiva e atingir um valor superior: 45% do consumo nacional em 2010 assegurado exclusivamente por fontes de energia renovável (figura 2.1) [1].

---

<sup>1</sup> O consumo bruto de energia é definido como “a produção doméstica de electricidade, mais as importações, menos as exportações

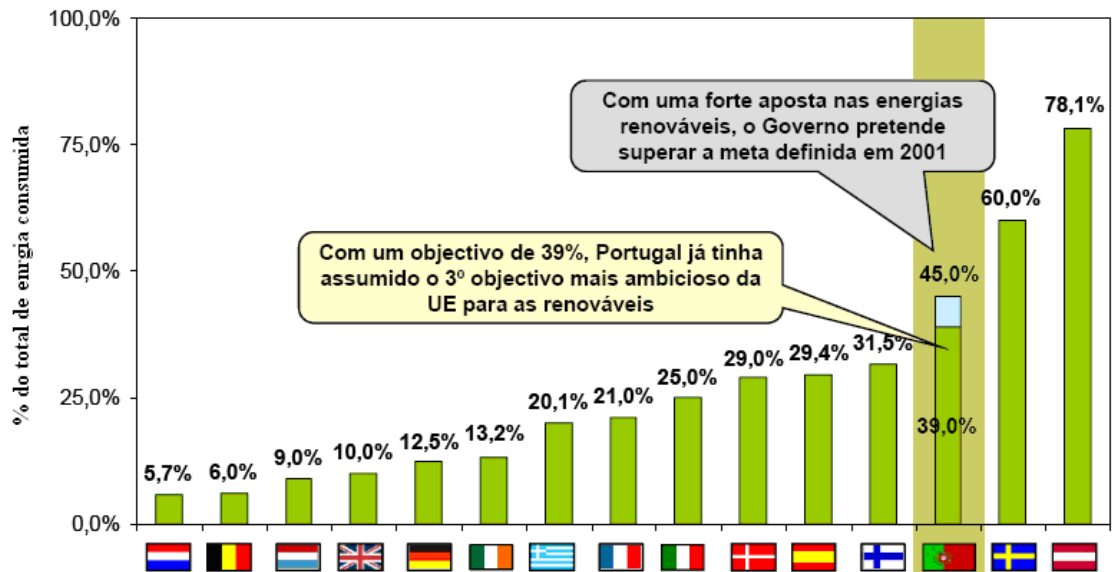


Figura 2.1 - Objectivos das Energias Renováveis para 2010 [2].

As energias renováveis representam, assim, um elevado potencial, não só devido aos investimentos e à criação de negócios (inovadores), mas também na promoção do desenvolvimento sustentável. Espera-se das energias renováveis uma redução da dependência energética externa e das emissões de CO<sub>2</sub>, um aumento da riqueza, promovendo a criação de um cluster industrial, e a criação de emprego, bem como o incremento da inovação e do desenvolvimento tecnológico aplicados às energias renováveis.

No final de Março de 2008, Portugal tinha 7,507 MW de capacidade instalada para produção de energia eléctrica a partir de FER. A incorporação de FER no consumo bruto de energia eléctrica, para efeitos da directiva 2001/77/CE, foi de 42% em 2007. Portugal foi, em 2006, o terceiro país da União Europeia (UE15) com maior incorporação de energias renováveis [2].

### 2.2.1 - A importância da energia eólica num contexto Internacional

A exploração da energia do vento há muito tempo que é realizada pelo homem, porém, somente no final do século XX é que a sua utilização para a geração de electricidade, em grande escala comercial, teve relevante impulso, nomeadamente, em países europeus e nos Estados Unidos onde se desenvolveu uma sólida indústria de produtos e componentes de avançada tecnologia.

Ao longo dos anos, a quantidade de parques eólicos interligados às redes eléctricas em diferentes níveis de tensão tem vindo a crescer significativamente em todo o mundo, conforme se pode verificar na figura. A dinâmica em torno da energia eólica é tal, que as previsões para 2010 apontam uma potência instalada de 170,000 MW.

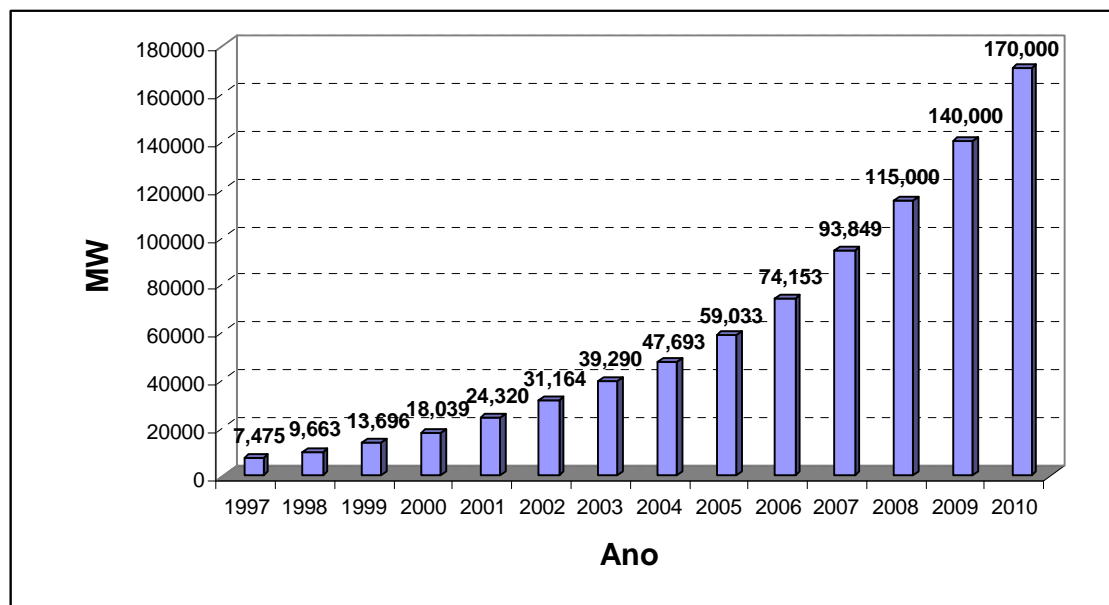


Figura 2.2 - Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos [3].

Em termos de distribuição de potência eólica instalada a nível mundial, a Europa, apesar do decréscimo de capacidade instalada de 65,5% em 2006 para 61% no ano de 2007, lidera o mercado mundial em termos de crescimento e desenvolvimento. A Ásia registou um desenvolvimento forte, devido principalmente aos mercados da Índia e da China. As Américas também deram um passo importante na energia eólica, com os mercados dos Estados Unidos e do Canadá em forte crescimento [4]. No final de 2007 os 93.9 GW instalados em todo o mundo, estavam distribuídos da seguinte forma:

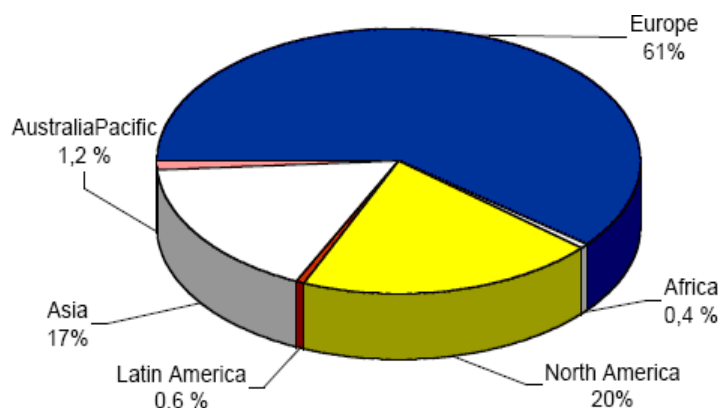
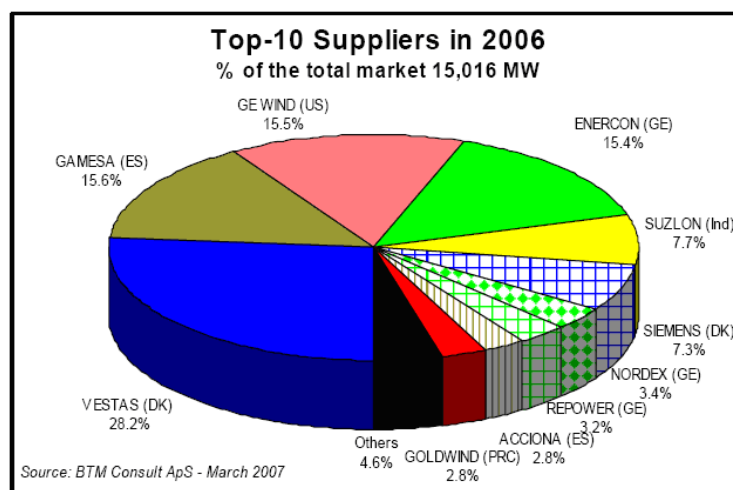


Figura 2.3 - Distribuição da energia eólica por continentes. Capacidade total instalada em 2007 (total: 93.9GW) [3].

Segundo o estudo realizado por [3] em Março de 2007, o mercado das turbinas eólicas a nível mundial é dominado por 10 fabricantes. O estudo indica que 95,2% das turbinas eólicas instaladas em todo o mundo, correspondendo aos 74,153 MW de potência instalada em 2006, são distribuídas pelos seguintes fabricantes:



**Figura 2.4** - Quota de Mercado dos Fabricantes de Aerogeradores [4].

A marca Vestas, da Dinamarca, domina o mercado com uma quota de 28,2%. Logo atrás encontram-se a Gamesa, GE Wind e Enercon todos com uma quota de mercado aproximadamente 15,5%. A Suzlon encontra-se na quinta posição, com 7,7%, seguida pela Siemens, com 7,3%. A Nordex representa 3,4% do mercado, seguida da REpower com 3,2%. A Acciona e a Goldwind, na nona e décima posições, com 2,8%, ultrapassaram a Ecotécnia e a Mitsubishi, que, em 2006, ficaram fora dos 10 maiores fabricantes [5].

Apesar da crescente globalização do mercado, muitos fabricantes de turbinas eólicas permanecem fortemente dependentes de seus mercados domésticos. A GE Wind domina o mercado dos Estados Unidos, a Gamesa em Espanha, a Enercon na Alemanha, a Suzlon na Índia e a Goldwind domina o mercado Chinês. A grande excepção é o fabricante Vestas, que exporta quase todas as turbinas que produz, uma vez que o mercado dinamarquês foi o primeiro a tornar-se saturado [6].

A nível mundial, a Alemanha domina a energia eólica em termos de capacidade instalada. No final de 2006, o domínio era tal que tinha quase o dobro de capacidade instalada nos Estados Unidos e da Espanha, que, por sua vez, ocupam o segundo e terceiro lugares em capacidade instalada. No final de 2006, Portugal ocupa a nona posição no mercado mundial e a sexta no mercado Europeu.

No final de 2007, Portugal desce uma posição a nível mundial e Europeu, estando agora na décima e sétima posição respectivamente.

Tabela 2.1 - Ranking dos países com maior capacidade instalada em 2007 [3].

Ranking total 2007	Country/region	Total Capacity installed end 2007	Additional Capacity 2007 (Difference 2007-2006)	Rate of Growth 2007	Ranking total 2006	Total Capacity installed end 2006	Total Capacity installed end 2005
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]
1	Alemanha	22.247,4	1.625,4	7,9	1	20.622,0	18.427,5
2	Estados Unidos	16.818,8	5.215,8	45,0	3	11.603,0	9.149,0
3	Espanha	15.145,1	3.515,1	30,2	2	11.630,0	10.027,9
4	Índia	7.850,0	1.580,0	25,2	4	6.270,0	4.430,0
5	China	5.912,0	3.313,0	127,5	6	2.599,0	1.266,0
6	Dinamarca	3.125,0	-11,0	-0,4	5	3.136,0	3.128,0
7	Itália	2.726,1	602,7	28,4	7	2.123,4	1.718,3
8	França	2.455,0	888,0	56,7	10	1.567,0	757,2
9	Reino Unido	2.389,0	426,2	21,7	8	1.962,9	1.353,0
10	Portugal	2.130,0	414,0	24,1	9	1.716,0	1.022,0

Em Portugal, até meados de 2001 a caracterização do recurso eólico, sendo um processo moroso e dispendioso, apresentava reduzida mais-valia económica, levando a que uma grande parte dos promotores de energia eólica desistisse ou adiasse os seus projectos. A publicação de nova legislação, clarificando o processo de licenciamento e promovendo incentivos de natureza financeira e fiscal, veio resolver grande parte desta questão e originou uma grande evolução do sector das energias renováveis no geral e da energia eólica em particular. O volume de projectos actualmente assumido pelos investidores em parques eólicos prevê o cumprimento dos objectivos nacionais até 2010. Apesar deste crescimento na exploração da energia eólica, o país tem ainda regiões com potencial eólico aproveitável não caracterizadas para este fim [7].

### 2.2.2 - Energia Eólica em Portugal, presente e futuro

Actualmente, a situação da energia eólica em Portugal é de fortes avanços e um dinamismo inédito. Como principais causas do acentuado desenvolvimento da energia eólica em Portugal, podem apontar-se; a reestruturação do sector eléctrico, iniciada em 1995, com o estabelecimento do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP) e do Sistema Eléctrico Independente (SEI), e o consequente fim da situação de monopólio detido pela EDP, e a publicação de legislação específica, principalmente do Decreto-Lei n.º 312-C/2001, e Decreto-Lei 339-C/2001, abordados anteriormente;

Dentro das FER, a energia eólica é a que tem a taxa de crescimento mais visível. Na tabela 2.2 o crescimento da energia eólica é notório, pois entre 2000 e Março de 2008 apresenta uma taxa de crescimento média anual de 62.6%.

Tabela 2.2 - Evolução histórica da potência total instalada em renováveis [2].

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Mar 2008	TCMA
Hídrica Total	4 263	4 288	4 292	4 561	4 752	4 802	4 805	4 806	2,0%
Grande Hídrica (>30MW)	3 783	3 783	3 783	4 043	4 234	4 234	4 234	4 234	1,9%
PCH (>10 e <=30 MW)	240	251	251	251	232	281	281	281	2,7%
PCH (<= 10 MW)	240	254	258	267	286	287	290	291	3,2%
Eólica	114	175	253	537	1 047	1 681	2 108	2 203	62,6%
Biomassa (c/ cogeração)	344	372	352	357	357	357	357	357	0,6%
Biomassa (s/ cogeração)	8	8	8	12	12	24	24	24	20,1%
Resíduos Sólidos Urbanos	88	88	88	88	88	88	88	88	0,0%
Biogás	1,0	1,0	1,0	7,0	8,2	8,2	12,4	12,4	52,1%
Fotovoltaica	1,3	1,5	2,1	2,7	2,9	3,4	14,5	16,7	49,5%
Ondas/Marés									
Total	4 819	4 934	4 996	5 565	6 267	6 964	7 409	7 507	7,4%

TCMA - Taxa de Crescimento Média Anual entre 2001 e 2007

O crescimento acentuado da energia eólica também se deve ao facto desta apresentar uma tecnologia madura e fiável para a produção de electricidade, não esquecendo também a sua rentabilidade económica, o que faz dela uma das mais promissoras fontes de energia do futuro.

A potência eólica instalada no final de Dezembro de 2007 situava-se em 2 149,6 MW, distribuída por 1,267 turbinas ao longo de todo o território continental, produzindo cerca de 8% de electricidade consumida anualmente em Portugal, valor que se espera subir para 15%, em 2010.

Com os parques que estão neste momento em construção, soma-se à potência ligada mais 917,1 MW e 470 turbinas, perfazendo um total de 3066,7 MW e 1737 turbinas [8].

No seguimento dos resultados positivos e com as recentes medidas de apoio, como a remuneração da energia produzida para níveis perto dos praticados nos países Europeus, o objectivo consiste em continuar a apostar no crescimento da energia eólica, perspectivando, em 2010, um total de 5.150 MW e, em 2012, os 5.700 MW (figura 2.5) [1].

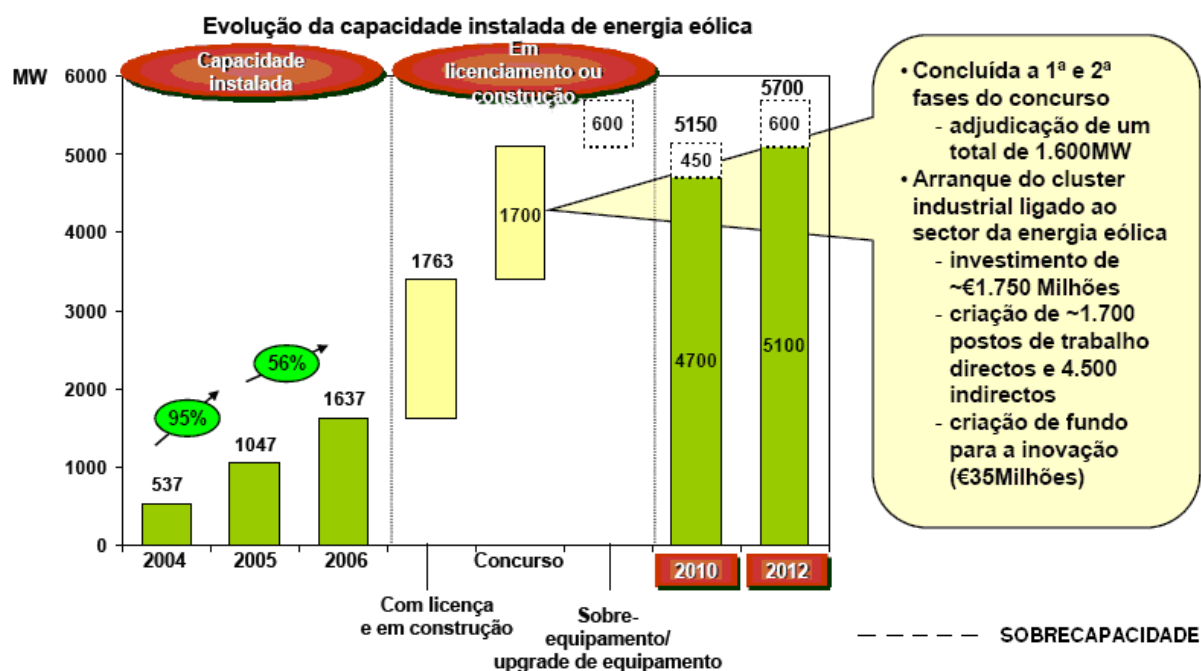


Figura 2.5 - Previsão do Crescimento da Energia Eólica em Portugal [2].

O mercado das turbinas eólicas instaladas em Portugal é dominado por 10 fabricantes. No final de Dezembro de 2007, a maior fatia da quota de mercado de parques já ligados à rede cabe à Enercon, com 32,9%. No entanto, com os parques em construção e com os já adjudicados, essa percentagem subirá para 45,6%. Em segundo lugar está a Vestas, com 22,9%, mas que verá sua quota descer para 16,6%. No terceiro posto encontra-se a Gamesa, com 15,6%, seguida da Nordex (9,1%), GEWE (5%), Ecotecnia (4,7%), Bonus (3,5%), REpower (3,3%), Suzlon (1,9%) e Furlander (0,5%).

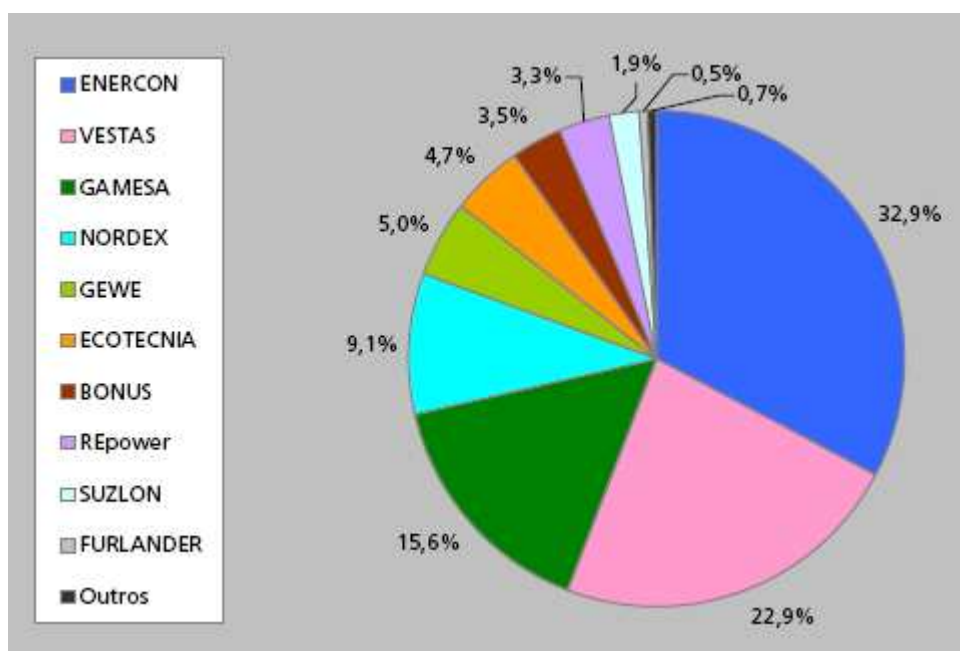


Figura 2.6 - Quotas de mercado fabricantes - Dezembro de 2007 (Parques ligados à rede) [9].



Em Dezembro de 2007, segundo [9], a Enersis liderava as quotas de mercado dos promotores de energia eólica que operam em território nacional, com uma fatia de 24,4% e cerca de 525 MW de potência ligada. No segundo posto encontrava-se a Enernova, com 18,6% e 400 MW de potência ligada.

No entanto, com os parques que estão neste momento em construção e os adjudicados, a empresa do grupo EDP ultrapassará a Enersis, com a ligação de quase mais 600 MW, o que lhe dará uma quota de mercado de 19,1 %.

Em terceiro lugar surge a Generg, com 16,7% e cerca de 365 MW de potência ligada. A empresa tem em construção mais 325 MW. Por ordem decrescente estão colocadas a Electrabel (7%), a Finerge (4,1%), a Tecneira (3,7%), a empresa Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho (2,6%), a Energiekontor (2,4%), a EDF em Portugal (2,4%), a Iberdrola (2,3%) e outros promotores não especificados (15,7%).

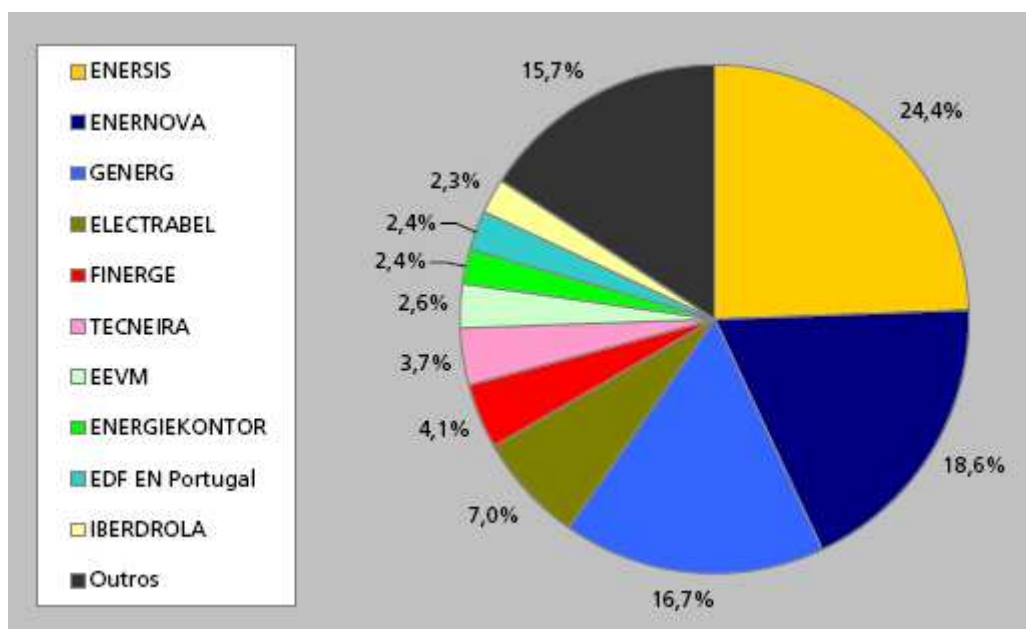


Figura 2.7 - Quotas de mercado promotores - Dezembro de 2007 (Parques ligados à rede) [9].

A potência instalada nos parques eólicos não é a potência eléctrica produzida, uma vez que a potência eléctrica produzida depende do factor mais importante que é o vento. Sendo o vento aleatório em termos horários, e para que o aproveitamento da energia eólica seja maximizado nas horas em que a sua produção não é necessária, realiza-se uma complementaridade entre energia eólica e as centrais hidroeléctricas, aproveitando a energia eólica para o bombeamento de água de montante para jusante da central hidroeléctrica.

### **2.2.3 - Microgeração eólica**

A energia eólica pode ser explorada em toda a parte e a qualquer escala. Os grandes parques eólicos têm capacidade para alimentar dezenas de milhares de consumidores, enquanto que um pequeno aerogerador pode ser suficiente para responder às necessidades de uma família ou de uma pequena exploração agrícola situada num local isolado. Mesmo os sistemas de potências muito reduzidas (50 a 500 W) podem responder a uma grande variedade de necessidades, como por exemplo, estações meteorológica e sistemas de comunicações instaladas em locais inóspitos.

Numerosas habitações isoladas são alimentadas por pequenos sistemas de geração eólicos, que fornecem energia eléctrica sempre que não é tecnicamente possível ou economicamente viável estarem ligados à rede de distribuição pública de energia eléctrica. Estes tipos de instalações são constituídos por pequenos aerogeradores de potência da ordem dos 1 a 5 kW, munidos de sistemas de armazenamento de energia (banco de baterias) e, por vezes, combinados com pequenos sistemas fotovoltaicos ou, até mesmo, um pequeno grupo diesel de emergência.

Devido à existência de uma maior consciência energética e ambiental, aliada à sua aplicabilidade numa grande variedade de situações, a instalação de sistemas eólicos de pequena potência é, hoje em dia, uma prática corrente, encontrando-se esta tecnologia em franco desenvolvimento.

## **2.3 - Enquadramento legal**

O enquadramento legal da produção independente de energia eléctrica está regulamentado desde 1988, assentando no Decreto-lei 189/88. Neste eram definidos o estatuto de produtor independente e as condições técnicas de ligação à rede eléctrica, limitando então a potência instalada a 10 MW.

Actualmente, de acordo com a documentação fornecida e depois de pesquisa relativamente ao assunto em causa, constata-se que o Decreto-lei nº312/2001 de 10 Dezembro contém a actual legislação em vigor. Neste DL (e em DL referidos ou associados a este) está contida a legislação relativamente à operação, exploração, estruturação, abastecimento, política, promoção, expansão e gestão do Sistema Eléctrico Nacional. Neste DL (e em DL referidos ou associados a este, tais como o DL nº 189/188 e o DL nº168/99) também é expressa a legislação técnica que regula a injeção de energia, de origem eólica, na rede pública. É este o tema relevante no que diz respeito à execução do trabalho em causa, pois o gerador assíncrono e síncrono apresentam diferenças no que respeita à injeção de energia na rede.

O DL nº189/88 de 27-05-1988-Secção I -Versão 3 apresenta as diferenças do gerador assíncrono e síncrono no que respeita ao factor de potência, afirmando o seguinte:

1. O factor de potência da energia fornecida por geradores assíncronos durante as horas cheias e de ponta não será inferior a 0,85 indutivo, para o que o produtor instalará as baterias de condensadores que forem necessárias.

2. Os geradores síncronos poderão manter um factor de potência entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo perante variações na tensão da rede pública dentro dos limites legais que constarem da concessão da rede pública.

O Despacho nº 13615/99 (2ª. Série); Regulamento da Rede de Distribuição e apresenta o seguinte no ponto 4.3.6:

Os produtores devem, nos períodos de horas cheias e de ponta, fazer acompanhar o fornecimento de energia activa de uma quantidade de energia reactiva correspondente, no mínimo, a 40% da energia activa fornecida. Os produtores não devem, nos períodos de vazio, fornecer energia reactiva à rede. A energia reactiva em défice nas horas de horas cheias e de ponta e a fornecida nas horas de vazio é paga pelo produtor aos preços fixados no tarifário para o nível de tensão da interligação, respectivamente, da energia reactiva indutiva e da energia reactiva capacitiva. Por iniciativa do distribuidor em MT e AT, pode ser acordada, com o produtor, a modificação do regime de fornecimento de energia reactiva nos períodos fora de vazio. No caso de geradores assíncronos, o fornecimento de energia reactiva, nos períodos de horas cheias e de ponta, deve ser assegurado pela instalação de baterias de condensadores. Essa instalação pode ser realizada em local apropriado da RD, desde que o produtor suporte o respectivo custo e o distribuidor não invoque motivos de ordem técnica que inviabilizem a solução.

Actualmente a contabilização da energia reactiva é realizada mensalmente. Este facto implica pouco rigor no cumprimento da legislação, pois o integral da potência ao longo do mês, não representa mais que um valor global mensal. O produtor tem a liberdade de não respeitar a legislação nos horários de cheia (não injectar a  $\text{tg}(\varphi)$  mínima de 0.4) e de vazio (injectando potência reactiva), não sendo penalizado desde que o valor global mensal corresponda ao valor esperado.

Na presente data encontram-se em fase adiantada de aprovação o "Projecto de Revisão do Regulamento da Rede de Distribuição" e o "Projecto de Revisão do Regulamento da Rede de Transporte", que, em breve, virão substituir os respectivos regulamentos em vigor.

## **2.4 - Impactes, limitações e barreiras**

São várias e de distintos tipos as barreiras que se encontram na implementação de um parque eólico, provocando um retardamento da implantação da energia eólica. Se algumas delas tendem a esbater-se com a divulgação crescente da tecnologia, outras há que só com a tomada de medidas e a definição de políticas adequadas podem ser ultrapassadas. De entre os problemas que os promotores experimentam na sua actividade, três há que merecem destaque: a dificuldade em encontrar soluções para o escoamento da energia, o frequente cruzamento de interesses nos locais mais favoráveis para a construção de parques eólicos, na sua maioria objecto de estatutos de protecção ambiental, e um conjunto de procedimentos

administrativos e burocráticos, nem sempre muito bem definidos e, muitas vezes, desencorajadores.

#### **2.4.1 - Ligação a rede**

A coincidência de os locais de maior potencial eólico se encontrarem em zonas remotas, servidas por redes fracas, leva a que, muitas vezes, o escoamento da energia só seja conseguido mediante a construção de linhas de grande extensão, a expensas dos promotores, o que, não raro, põe em causa a viabilidade dos projectos. A gestão da atribuição dos pontos de interligação tem sido também frequentemente posta em causa, sendo os aspectos mais criticados os critérios de aceitação de pedidos e as potências atribuídas, bem como as condições de caducidade dos pontos concedidos.

#### **2.4.2 - Impacte ambiental**

São habitualmente referidos como principais incidências ambientais da energia eólica, o ruído, o impacto visual e a influência na avifauna. Qualquer destes aspectos tem conhecido grandes desenvolvimentos [10]. Quer seja através da condução de estudos sistemáticos que mostraram serem exagerados os receios anunciados, quer através da consciencialização dos promotores para os cuidados a adoptar, mormente na fase de construção, quer ainda pelas inovações tecnológicas que vão sendo incorporadas (perfis aerodinâmicos mais evoluídos, novos conceitos de regulação, máquinas de maior potência permitindo reduzir o número de unidades a instalar, etc.), a evolução é, claramente, no sentido da crescente compatibilização ambiental da tecnologia.

Os aerogeradores em movimento podem reflectir ondas magnéticas, perturbando sistemas de telecomunicações. Neste caso deve-se fazer estudos mais detalhados quando os parques eólicos estejam propostos para as proximidades de aeroportos, zonas militares, etc [11].

Pelas razões atrás aduzidas, em grande parte dos casos é exigido ao promotor de um parque eólico a realização de um estudo de incidências ambientais, cujo grau de profundidade depende da sensibilidade do local. Não sendo posta em causa a necessidade de tais estudos, surgem com frequência críticas à alegada falta de objectividade na análise dos seus resultados e à morosidade dos processos.

#### **2.4.3 - Procedimento administrativo**

Em Portugal, a tramitação administrativa do desenvolvimento do projecto de um parque eólico é complexa, burocrática e morosa. Envolvendo muitos organismos da administração, está sujeita a processos de avaliação intermédios cujos critérios não são suficientemente explícitos e carece de regras coordenadoras para todos os agentes envolvidos, por forma a que seja possível desenvolver acções paralelas, encurtando tempos e, se necessário, accionar os mecanismos previstos na lei geral quando as respostas tardam.

## 2.5 - Conclusões

A energia eólica mostra-se como uma das fontes renováveis com maior potencialidade e maior desenvolvimento futuro. Tal deve-se, por um lado, à forte aposta do governo em termos de investimentos e incentivos, despertando o interesse nas entidades e empresas para o desenvolvimento de projectos de grande envergadura e visibilidade, além do retorno financeiro bastante atractivo, e, por outro lado, ao alto grau de desenvolvimento e fiabilidade da tecnologia associada aos aerogeradores, tornando-os num elemento chave no aproveitamento da energia eólica.

Pesem embora as dificuldades e barreiras referidas, é inquestionável que se vem assistindo a uma progressiva mudança de atitudes por parte dos agentes envolvidos nestes processos, administração, autarquias, empresas do sector eléctrico e também dos próprios promotores, face à evidência crescente do papel que a energia eólica assume na geração de electricidade em Portugal.

Portugal está hoje na linha da frente europeia na área da Energia. As nossas metas de eficiência energética e de utilização das energias renováveis são mais ambiciosas do que as próprias metas europeias. O sétimo lugar alcançado em 2007, em termos de capacidade instalada, revela todo o esforço e dinamismo que há na aposta da energia eólica.

Em termos globais, as energias renováveis, em particular a energia eólica, constituem uma importante alavanca em termos ambientais e, em particular, no contributo para atingir os objectivos a que Portugal se comprometeu perante a UE.



# Capítulo 3

## Aerogeradores

### 3.1 - Introdução

A tecnologia associada à energia eólica aparenta ser simples. Não obstante, apesar do funcionamento básico dos aerogeradores ser quase evidente, um aerogerador é um sistema complexo no qual se combinam diversos campos da engenharia, como aeronáutica, mecânica, civil, electrotecnia e sistemas de controlo. Neste capítulo é apresentada a tecnologia associada à energia eólica, descrevendo algumas características destas tecnologias e as suas vantagens e desvantagens.

### 3.2 - Evolução dos aerogeradores

Durante o inverno de 1887-88, Charles F. Brush construiu o que hoje é considerado a primeira turbina eólica para a produção de electricidade. Foi um gigante rotor com um diâmetro de 17 metros e 144 pás feitas de madeira, 17 metros de diâmetro que utilizava um gerador Corrente Continua (CC) para carregar um banco de baterias. Esta turbina possuía uma grande “cauda” que girava o rotor em direcção do vento, conforme se mostra na figura 3.1.

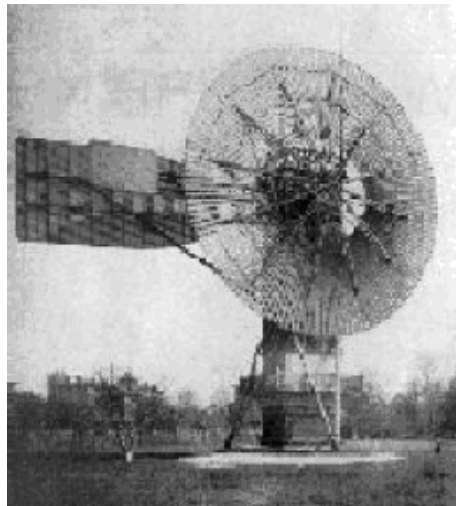


Figura 3.1 - Moinho de vento construído por Brush [2].

Apesar do tamanho da turbina, o gerador produzia apenas 12 kW, porque apresentava limitações como a baixa velocidade rotacional e o elevado peso do rotor. Foi o dinamarquês Poul la Cour, que mais tarde descobriu que turbinas com menores números de pás rodavam mais rápidas, e portanto, eram mais eficientes para a produção de electricidade. Na década de 1950 J. Juul tornou-se pioneiro no desenvolvimento da primeira turbina eólica de corrente alternada (AC), construindo em 1956-57 o inovador aerogerador Gedser fig. 3.2 com rotor eólico de eixo horizontal de 200kW (Figura 3.2), operava *upwind* com um gerador assíncrono e utilizava um sistema electromecânico para o direccionar a turbina em relação ao vento. A Gedser foi a turbina que revolucionaria para sempre as demais gerações de aerogeradores, servindo de base ao desenvolvimento das turbinas eólicas modernas [1][2][3].



Figura 3.2 - Turbina eólica Gedser [2].



Nos últimos anos, as maiores inovações tecnológicas nas turbinas eólicas assentam na utilização de accionamento directo (sem multiplicador de velocidades), com geradores síncronos e novos sistemas de controlo que permitem o funcionamento das turbinas eólicas em velocidade variável.

A tecnologia actual oferece uma variedade de máquinas, segundo a aplicação ou local de instalação. Quanto à aplicação, as turbinas de pequeno porte para a expansão territorial em sistemas isolados e turbinas de grande porte para ligar à rede e desenvolvimento industrial.

A quantidade de electricidade que pode ser gerada pelo vento depende de quatro factores: da quantidade de vento que passa pela pá, do diâmetro da pá, a dimensão do gerador e o rendimento de todo o sistema.

Quanto à capacidade de geração eléctrica, as primeiras turbinas eólicas desenvolvidas em escala comercial tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. No início da década de 1990, a potência das máquinas aumentou para a faixa de 100 kW a 300 kW. Em 1995, a maioria dos fabricantes de grandes turbinas ofereciam modelos de 300 kW a 750 kW. Em 1997, foram introduzidas comercialmente turbinas eólicas de 1 MW e 1,5 MW, iniciando a geração de máquinas de grande porte. Nos últimos anos, dois grandes avanços tecnológicos aconteceram na geração de energia eólica, um deles consistindo no aumento da escala dos projectos de geração eólica de forma a reduzir os custos envolvidos, sendo as turbinas de maior tamanho chegando a potências de vários MW. O segundo avanço importante na geração da energia eólica é a mudança de sistemas de velocidade fixa para sistemas de velocidade variável. Com os avanços tecnológicos nos geradores eólicos, actualmente podemos encontrar turbinas num patamar dos 4,5 MW [4], [5] e 5 MW [6] que estão comercialmente disponíveis [7]. Na figura 3.3 pode-se observar que o diâmetro da turbina cresce directamente com a potência do aerogerador. O aumento da potência do aerogerador significa que podemos produzir mais energia de forma mais eficiente para a mesma área de ocupação.

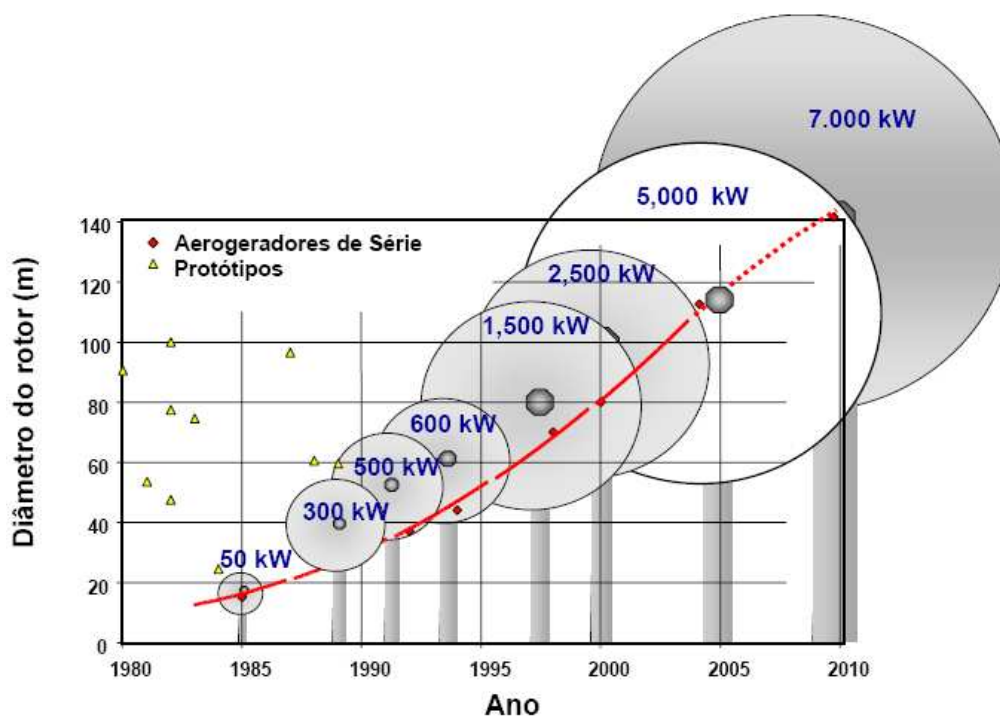


Figura 3.3 - Evolução dos aerogeradores [7].

Em Portugal podemos encontrar instalados aerogeradores de várias classes de potências, tal como se pode observar na figura 3.4, que apresenta o número de máquinas ligadas e em instalação. Pode-se observar que os aerogeradores com potência superior a 2 MW são os mais utilizados.

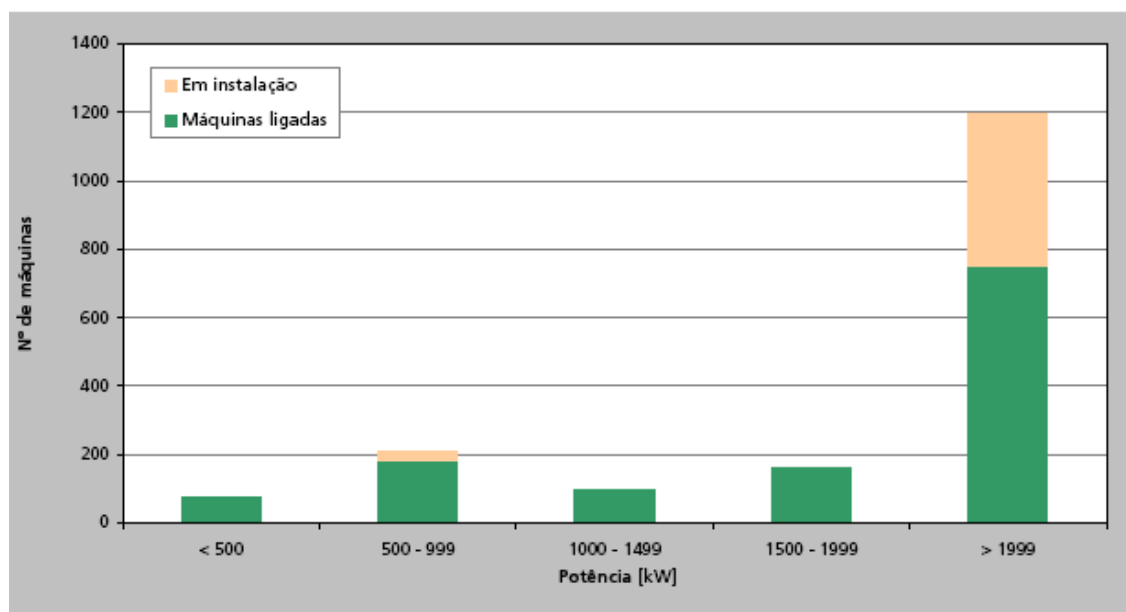


Figura 3.4 - Número de aerogeradores por classe de potências [9].

A figura 3.5 dá-nos uma ideia dos tamanhos dos rotores normalmente utilizados nos aerogeradores. A área coberta pelo rotor e as velocidades do vento determinam a energia

captada. Pode-se afirmar, que para um determinado local, quanto maior for a potência unitária, mais energia é produzida e assim as infra-estruturas tem o seu aproveitamento maximizado.

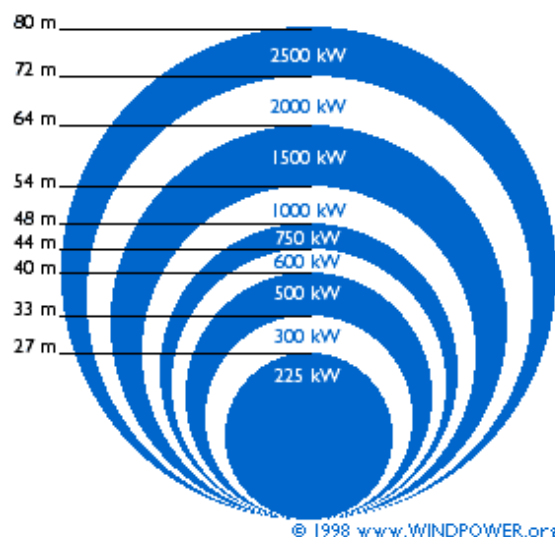


Figura 3.5 - Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina [13].

Ao duplicarmos o diâmetro do rotor, obteremos uma área quatro vezes maior, isto significa que obteremos do rotor uma potência quatro vezes maior. Assim pode-se afirmar que o aumento do tamanho das turbinas é vantajoso do ponto de vista económico e ambiental [13].

### 3.2.1 - Turbinas Offshore

As vantagens dos parques eólicos *offshore*<sup>2</sup> são os reduzidos problemas de visibilidade, ruídos e ventos constantes com altas velocidades, resultando na geração de grandes quantidades de energia eléctrica. Apresenta como grande desvantagem o facto dos custos de instalação aumentarem quando comparado com as instalações feitas *onshore*. Este aumento de custo é causado pela construção das fundações e das grandes distâncias que devem ser cobertas pelos cabos de energia que ligam os parques eólicos ao sistema eléctrico.

Os parques eólicos *offshore* são assim uma nova área para a indústria, em grande parte devido ao facto de existirem elevadas velocidades disponíveis no mar e a facilidade de instalar mais aerogeradores e com maiores potências. A tecnologia offshore tem os mesmos princípios que *onshore* [19].

Hoje em dia começam a surgir, no norte da Europa, parques eólicos no mar, alguns deles situados entre 10 e 20 km da costa.

<sup>2</sup> Parques eólicos no mar



Figura 3.6 - Parque eólico offshore.

A evolução da potência unitária dos aerogeradores, as boas condições de vento no mar e, claro, a maturidade da energia eólica, está a contribuir para tornar mais competitiva esta forma de aproveitar a energia do vento em condições ambientais diferentes. A nível mundial, a contribuição offshore já apresenta uma boa potência instalada, como ilustra a figura 3.7.

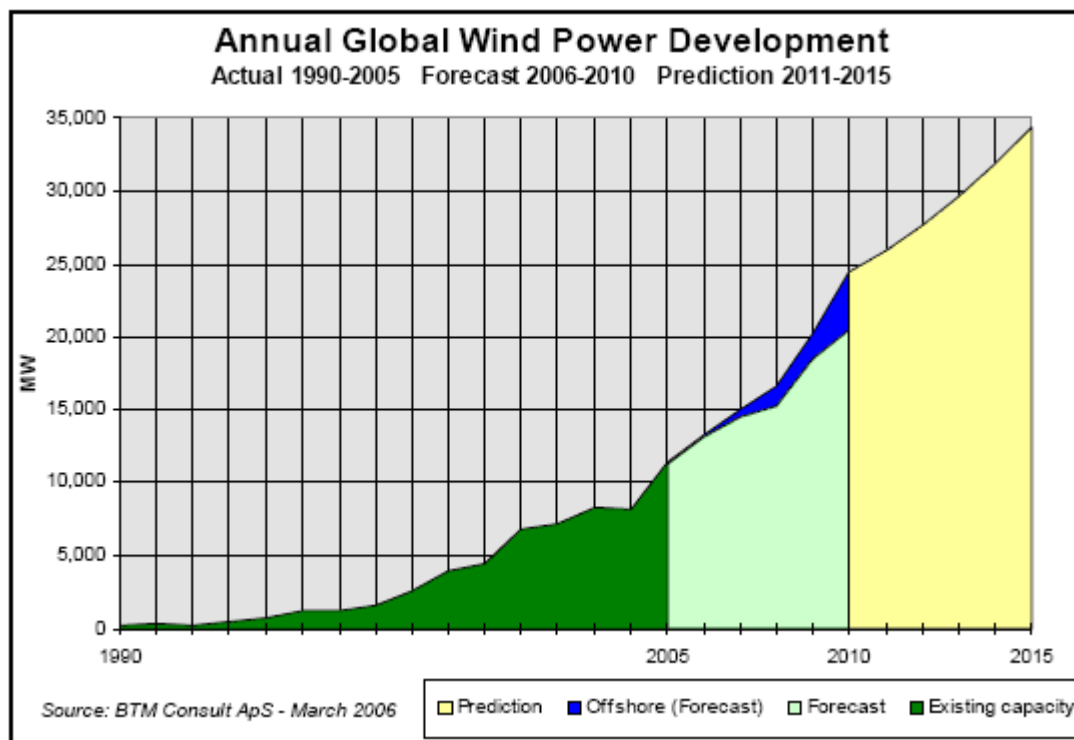


Figura 3.7 - Desenvolvimento anual da energia offshore [21].

Em Portugal, já se realizaram estudos para possíveis locais para instalação de parques eólicos offshore, mas as possibilidades são globalmente baixas, devido à elevada profundidade e rápido declive da plataforma continental, o que leva a problemas técnicos ou

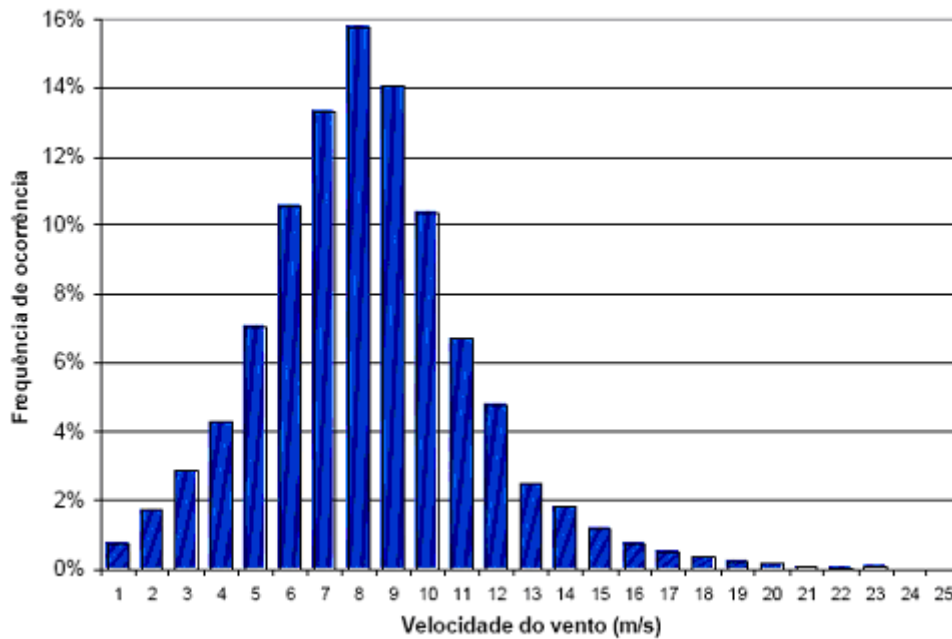
custos muito elevados. Até ao momento, não existe nenhum plano coerente para parques eólicos *offshore* [21].

A operação dos parques não tem sido problemática, o que tem contribuído para aumentar as esperanças no *offshore*, esperando-se que, a prazo, a maior produtividade destes aproveitamentos compense o sobreinvestimento inicial [22].

### 3.3 - Distribuição de Weibull

Sendo o vento inconstante e caracterizado por variações quer de velocidade, quer de direcção, a velocidade do vento pode ser definida como uma variável aleatória, com uma distribuição de probabilidade.

A figura 3.8 ilustra um gráfico da frequência de ocorrência de velocidade médias horárias do vento, obtido a partir dos registos de um anemómetro instalado na zona centro oeste de Portugal, durante o ano de 1997 [22].



**Figura 3.8** - Frequência de ocorrência da velocidade do vento (%), obtida a partir de dados reais [22].

Têm sido sugeridas várias distribuições probabilísticas para descrever o regime de ventos, mas a distribuição de *Weibull* é normalmente considerada como a mais adequada. A expressão matemática da função densidade de probabilidade de *Weibull* é:

$$f(\bar{v}) = \frac{k}{c} \left( \frac{\bar{v}}{c} \right)^{k-1} \exp \left( - \left( \frac{\bar{v}}{c} \right)^k \right) \quad (3.1)$$

onde  $\bar{v}$  é a velocidade média do vento,  $c$  é um parâmetro de escala, com as dimensões de velocidade, e  $k$  é um parâmetro de forma, sem dimensões.

A velocidade média anual do vento uma calcula-se através de:

$$v_{ma} = \sum \bar{v} f(\bar{v}) \quad (3.2)$$

Na seguinte figura representam-se duas funções densidade de probabilidade de Weibull,  $f_1$  e  $f_2$  caracterizadas por  $k_1 = 2,1$ ;  $c_1 = 12$  m/s e  $k_2 = 1,7$ ;  $c_2 = 8$  m/s.

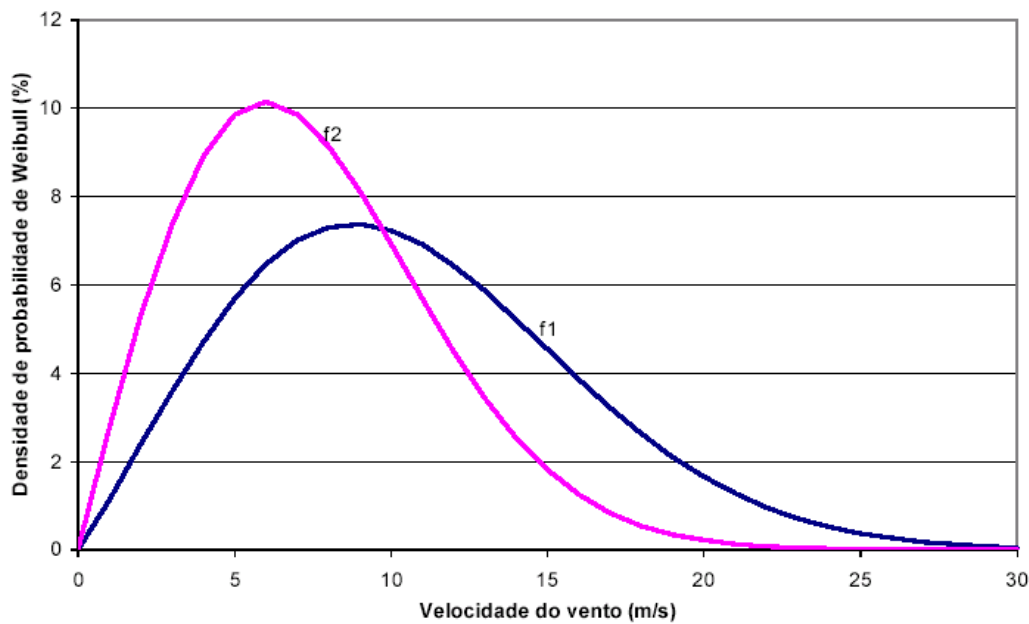


Figura 3.9 - Densidade de probabilidade de Weibull [22].

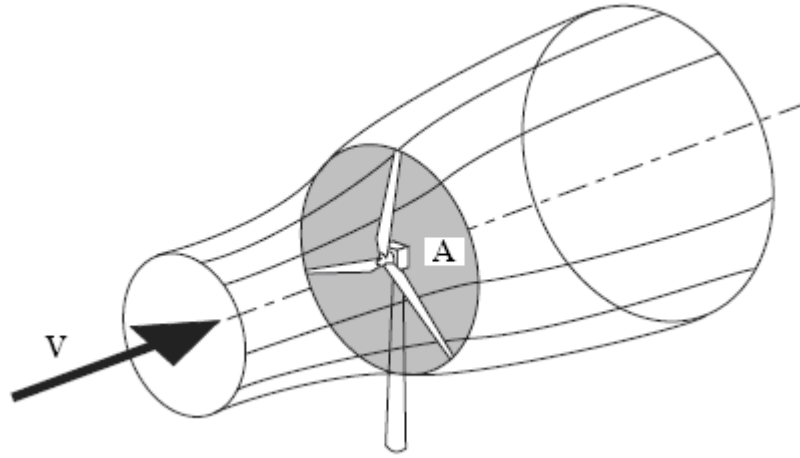
As velocidades médias anuais associadas às funções de *Weibull*,  $f_1$  e  $f_2$ , representadas na figura 3.8, são  $v_{ma1} = 10,6$  m/s e  $v_{ma2} = 7,14$  m/s [7].

### 3.4 - Potencia eólica

As turbinas eólicas são projectadas de modo a produzir energia o mais economicamente possível. Neste sentido, as turbinas modernas são projectadas para fornecerem a potência máxima para ventos da ordem de 10 a 15 m/s. Em geral, não é compensador projectar turbinas que maximizem a potência para ventos mais fortes, dada a baixa probabilidade de ocorrerem.

Uma condição necessária para a apropriação da energia contida no vento é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento [22].

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante  $v$  (m/s).



**Figura 3.10** - Fluxo de energia extraída das turbinas eólicas [23].

Na unidade de tempo, aquela coluna de ar, ao atravessar a secção plana transversal  $A$  (m<sup>2</sup>) do rotor da turbina, desloca uma massa  $\rho Av$  (kg/s), em que  $\rho$  é a massa específica do ar ( $\rho = 1,225$  kg/m<sup>3</sup>, em condições de pressão e temperatura normais) [7] [18].

Assim sendo, a potência disponível no vento ( $v$ ) é então proporcional ao cubo da velocidade do vento [24] [25].

$$P_{disp} = \frac{1}{2}(\rho Av)v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (3.3)$$

A equação 3.3 mostra que a energia disponível no vento varia com o cubo da velocidade do vento. Assim um aumento de 10% na velocidade do vento deverá resultar num aumento de 30% de energia disponível [22]. Por outras palavras quando o vento duplica a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área varrida pelas pás da turbina, o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5% [22].

Tudo isto explica a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas no sucesso económico dos projectos de energia eólica. A informação sobre o recurso eólico de um local, independentemente das características das turbinas a instalar, pode ser apresentada em termos da densidade de potência disponível no vento (W/m<sup>2</sup>), isto é, potência por unidade de área varrida pelas pás da turbina (Figura 3.11) [22].

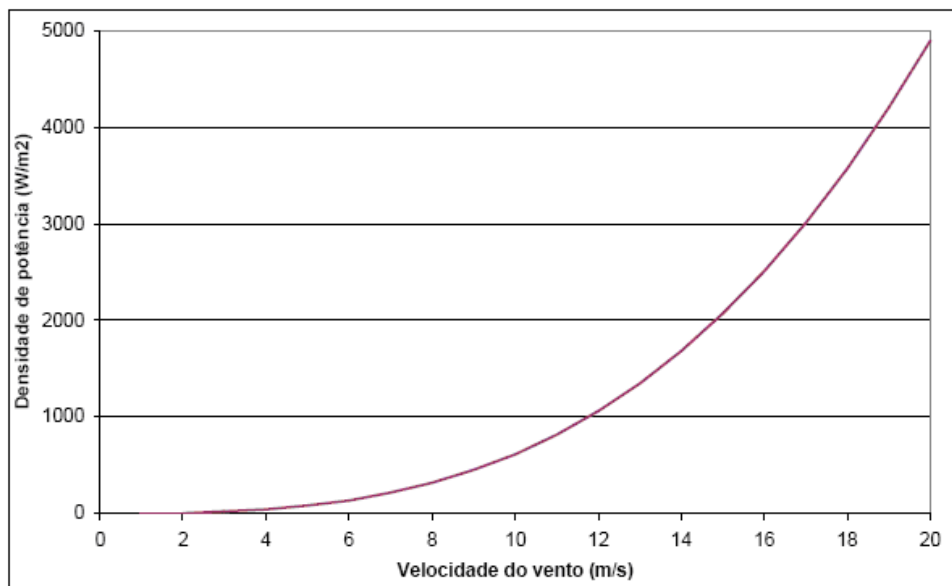


Figura 3.11 - Densidade de potência disponível no vento [22].

As turbinas eólicas são projectadas de forma a gerarem a máxima potência para uma determinada velocidade do vento. Esta potência é denominada potência nominal e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada velocidade nominal do vento. A figura 3.12 ilustra a curva característica potência/velocidade do vento para duas turbinas eólicas da marca *Vestas* de potências diferentes.

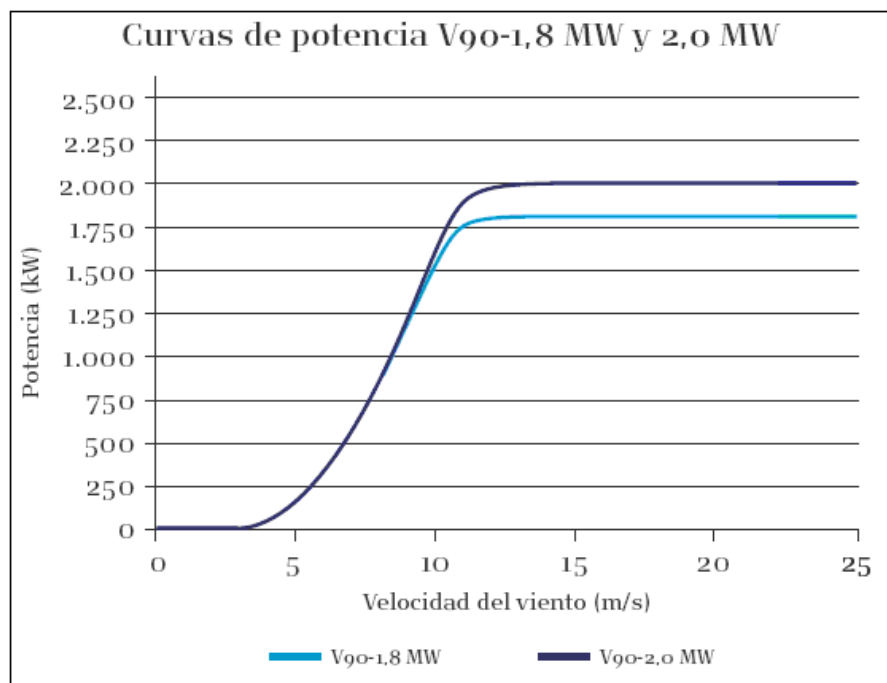


Figura 3.12 - Curva característica potência/velocidade do vento para uma turbina V90-1.8 MW e V90-2.0 MW [26].



### 3.5 - Captação da Energia Eólica

A potência do vento é convertida em potência mecânica no rotor da turbina pela redução da velocidade do vento. O rotor da turbina eólica, ao provocar uma diminuição na velocidade do vento que o atravessa, consegue retirar parte da energia cinética transportada pela massa de ar. Esta redução na velocidade do vento é resultado de um somatório de todas as diferentes pressões que são exercidas pelas massas de ar sobre as pás e da reacção destas [25].

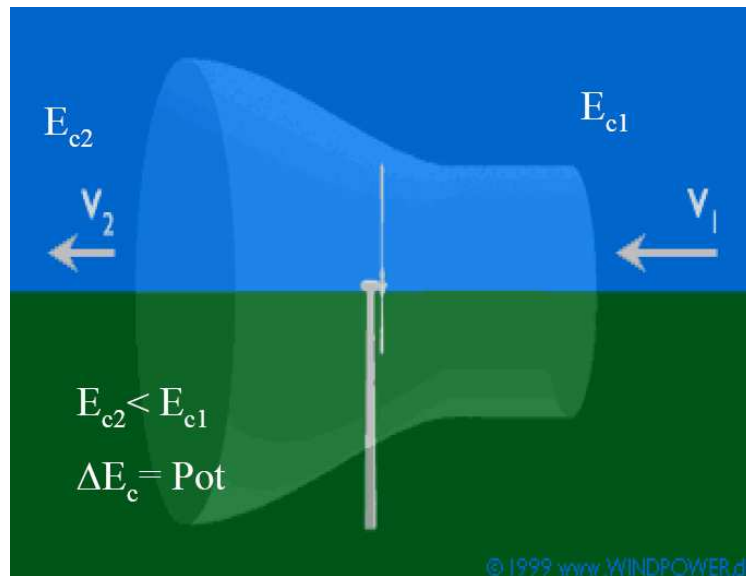


Figura 3.13 - Representação do fluxo de ar que acciona a turbina eólica [13].

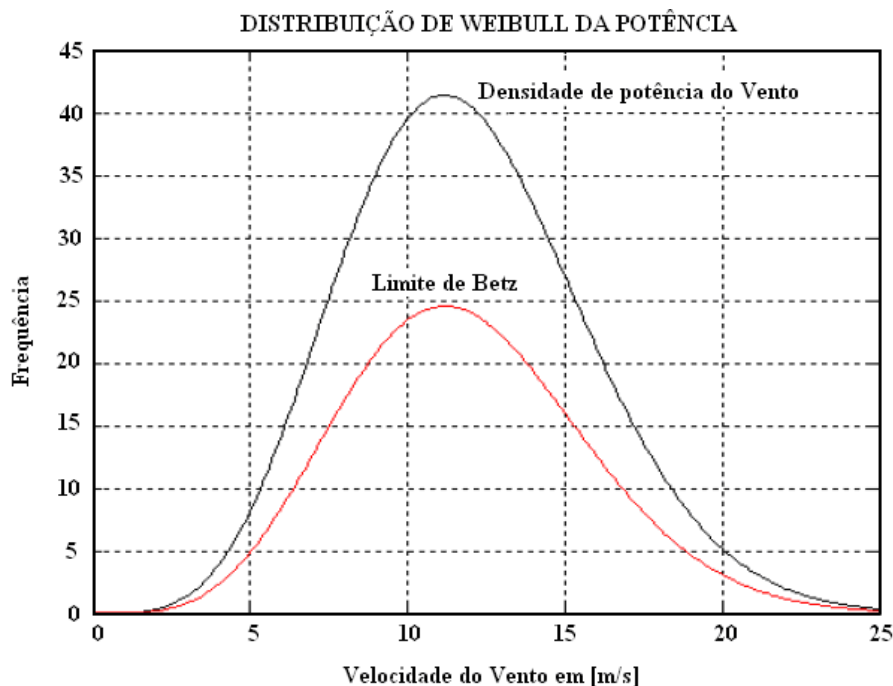
Analisando o que ocorre com o tubo de vento ao passar através da turbina eólica, pode-se deduzir que: se o vento passar pela turbina eólica sem perder velocidade, não haverá conversão de energia; se ao passar pela turbina eólica, o vento perder toda a sua energia cinética, não podendo deixar a mesma, o fluxo de ar através das pás seria interrompido e também não haveria conversão de energia; logo, existe uma quantidade máxima de energia que pode ser extraída do vento que resultaria numa conversão eólio-mecânica eficiente.

#### 3.5.1 - Limite de Betz

O rendimento global de um sistema eólico relaciona a potência disponível do vento com a potência final que é entregue pelo sistema. Os rotores eólicos, ao extraírem a energia do vento, reduzem a sua velocidade, ou seja, a velocidade do vento a jusante do rotor é menor do que a velocidade do vento a montante do rotor.

A equação 3.3 indica a potência disponível no vento na ausência de turbina. Esta potência não pode ser integralmente convertida em potência mecânica no veio da turbina, uma vez que o ar, depois de atravessar o plano das pás, tem de sair com velocidade não nula. A aplicação de conceitos de mecânica de fluidos permite demonstrar a existência de um

máximo teórico para o rendimento da conversão eólio-mecânica, sendo o seu valor de 59,3% (mais precisamente 16/27), e é conhecido como *limite de Betz* [27].



**Figura 3.14** - Relação entre a potência disponível no vento e a potência máxima que pode ser extraída por uma turbina eólica ideal, determinada pelo Limite de Betz.

Como o limite de Betz diz respeito a uma turbina ideal, naturalmente, o valor máximo da energia extraída por uma turbina real é ainda menor, devido às perdas de energia inerentes ao aerogerador e ao rendimento aerodinâmico das pás. Nos sistemas eólicos, a parcela de energia realmente aproveitada encontra-se na faixa de 20% a 30% da energia transportada pelo vento [12].

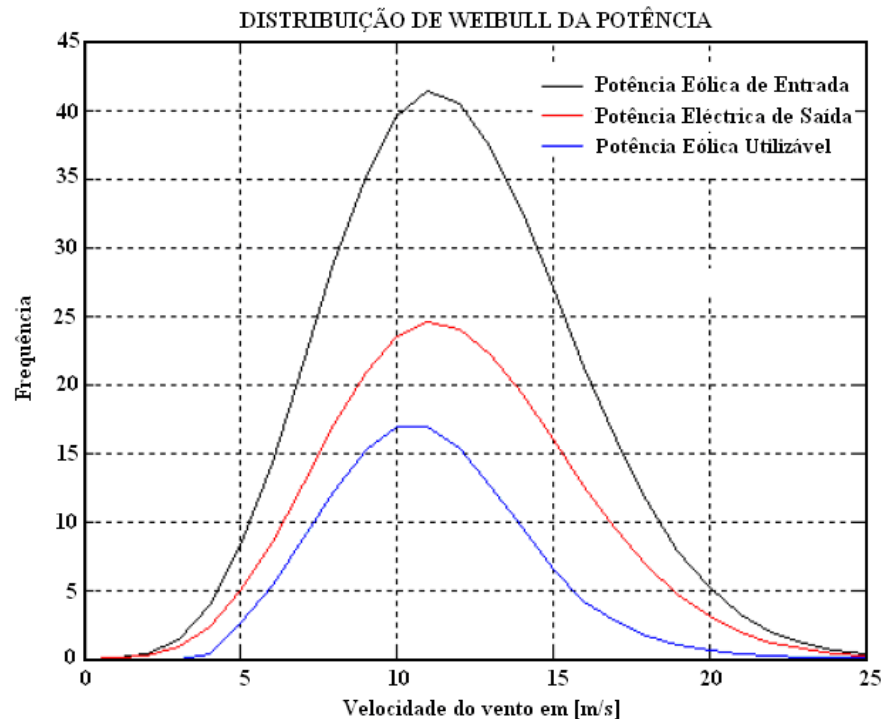
O rendimento efectivo da conversão numa turbina eólica depende da velocidade do vento e é dado por:

$$C_p = \frac{P_{mec}}{\frac{1}{2} \rho A v^3} = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (3.4)$$

Por esta razão, define-se para um determinado rotor um coeficiente de potência ( $C_p$ ) caracterizado como a razão entre a potência disponível no eixo da turbina ( $P_{mec}$ ) e a potência disponível transportada pelo vento ( $P_{disp}$ )

Durante o projecto de uma turbina eólica moderna de grande porte, o objectivo passa pela minimização do custo de geração, o que resulta em coeficientes de potência de valor mínimo da ordem de 0.20 e valor máximo numa faixa entre 0.40 e 0.50 [28].

A figura 3.15 mostra que o coeficiente de potência ( $C_p$ ) pode ser utilizado para estimar a potência eléctrica de saída de um determinado aerogerador, em conjunto com a curva de densidade de potência dos ventos de uma dada região.



**Figura 3.15** - Relação entre as densidades de potência: Disponível no vento, captada por uma turbina eólica ideal (limite de Betz) e convertida em eléctrica por um determinado aerogerador real.

### 3.6 - Característica eléctrica do aerogerador

Como afirmado anteriormente, as turbinas eólicas são projectadas para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada velocidade nominal do vento, como já foi dito. Esta velocidade é ajustada de acordo com o regime de ventos no local, sendo habitual encontrar valores entre 12 a 15 m/s.

Na Figura 3.16, mostra-se um exemplo de uma característica eléctrica, isto é, “potência eléctrica - velocidade do vento”, correspondente a um sistema de conversão de energia eólica com potência nominal de 660 kW. O sistema eólico só começa a funcionar a partir de uma certa velocidade, chamada de velocidade de entrada<sup>3</sup>, que é necessária para vencer algumas perdas. Quando o sistema atinge a chamada velocidade de corte<sup>4</sup>, isto é, uma

<sup>3</sup> Cut-In

<sup>4</sup> Cut-Out

velocidade superior à nominal, um mecanismo de protecção é accionado com a finalidade de não causar riscos ao rotor e à estrutura.

Devido à lei de variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor (normalmente, cerca de 5 m/s, mas depende do local) não interessa extrair energia [22].

Pela mesma razão, para valores superiores à velocidade do vento nominal não é económico aumentar a potência, pois isso obrigaria a robustecer a construção e do correspondente aumento no investimento, apenas se tiraria partido durante poucas horas no ano: assim, a turbina é regulada para funcionar a potência constante, provocando-se, artificialmente, uma diminuição no rendimento da conversão [22].

Quando a velocidade do vento se torna elevada, isto é, velocidades de vento superior à velocidade nominal da turbina, (superior a cerca de 25 - 30 m/s), esta é desligada por razões de segurança.

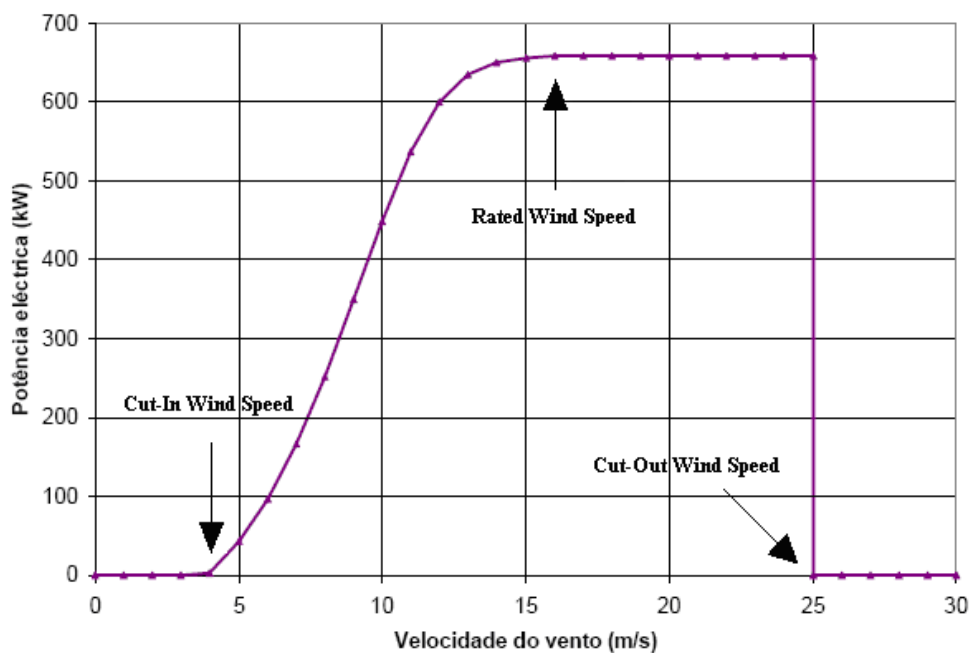


Figura 3.16 - Característica mecânica de uma turbina de 660 kW.

Tendo em conta a curva característica intrínseca da cada turbina, são adaptados critérios de classificação com o objectivo de catalogar os diferentes tipos de rotores eólicos. A nível de sistemas eólicos utilizados para geração de energia eléctrica, onde se exige alta eficiência, os rotores adoptados operam com a taxa de velocidade de extremidade elevada, sendo tratados como rotores rápidos. Estes tipos de rotores, geralmente apresentam poucas pás e estão associados a um alto rendimento. Nessa categoria destacam-se os rotores tipo hélice com duas ou três pás. Por outro lado, rotores com baixos valores de taxa de velocidade de extremidade, apresentam baixo rendimento, associados a um binário elevado [12].

### 3.7 - Aerodinâmica

Se o rotor rodar devagar, é pequena a perturbação induzida no escoamento pelo movimento do rotor; ao contrário, se o rotor rodar muito depressa, o vento encara-o como uma parede. Daqui resulta que a velocidade de rotação deverá ser compatibilizada com a velocidade do vento, de forma a obter a máxima eficiência da conversão, isto é, um coeficiente de potência máximo [22].

A relação entre a velocidade linear (m/s) da extremidade da pá da turbina de raio  $r$  (m), rodando à velocidade  $\omega$  (rad/s), e a velocidade do vento  $v$  (m/s) é caracterizada por um factor adimensional, conhecido por *razão de velocidades na pá* ou *velocidade específica na ponta da pá* -  $\lambda^5$ .

$$TSR = \lambda = \frac{\omega.r}{v} \quad (3.5)$$

Na figura 3.17 são ilustradas as curvas características de diferentes tipos de rotores. Em cada uma delas, existe um ponto máximo onde o rotor opera com máxima eficiência. Além disso, existem limites de operação desses rotores eólicos que, quando ultrapassados, comprometem irreversivelmente o desempenho da turbina. Com base neste aspecto, são necessárias técnicas de controlo, de forma a garantir a segurança de operação do sistema de conversão de energia eólica [12] [29].

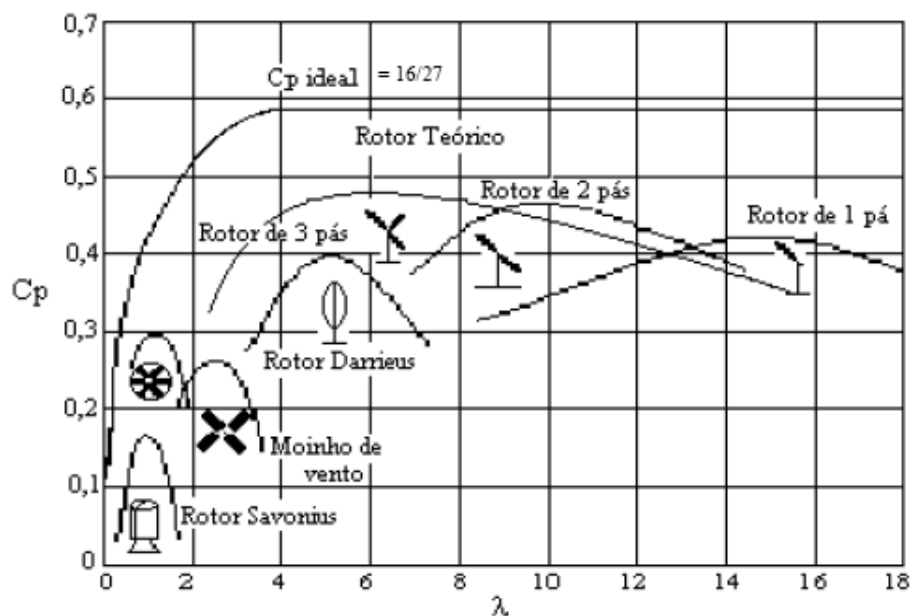


Figura 3.17 - Curvas características de  $C_p$  versus  $\lambda$  para diferentes rotores eólicos [30].

<sup>5</sup> Tip speed ratio

A figura 3.18 ilustra a potência do rotor em função de várias velocidade na ponta da pá. Pode observar-se que, para manter o valor de  $C_p$  no máximo, é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento.

Tal consonância não é possível nos sistemas eólicos em que o gerador está directamente ligado à rede de frequência fixa, que impõe, no caso do gerador assíncrono, uma velocidade aproximadamente constante. A consequência é que estes sistemas operam muitas vezes em regimes de funcionamento não óptimos [22].

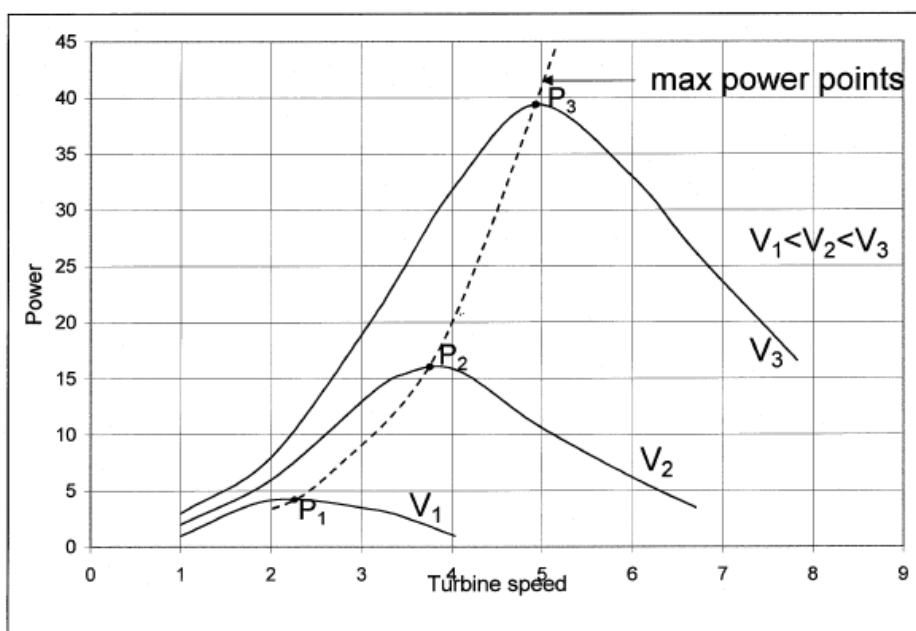


Figura 3.18 - Potência da turbina versus Velocidade do rotor para diferentes velocidades [27].

O estudo teórico do comportamento dos aerogeradores ganha se estiverem disponíveis expressões analíticas que descrevam o comportamento das grandezas relevantes. Para a variação de  $C_p$  com  $\lambda$ , uma das expressões analíticas mais reportadas na literatura é [22]:

$$C_p = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 5 \right) \exp \left( - \frac{12,5}{\lambda_i} \right) \quad (3.6)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - 0,035} \quad (3.7)$$

### 3.7.1 - Forças Actuantes na Pá

A geometria das pás da turbina, cuja secção recta tem a forma de um perfil alar, tem um papel importante na quantidade de energia que é extraída a cada velocidade do vento. Na Figura 3.19 estão ilustradas as forças presentes num elemento do perfil alar [22] [25].

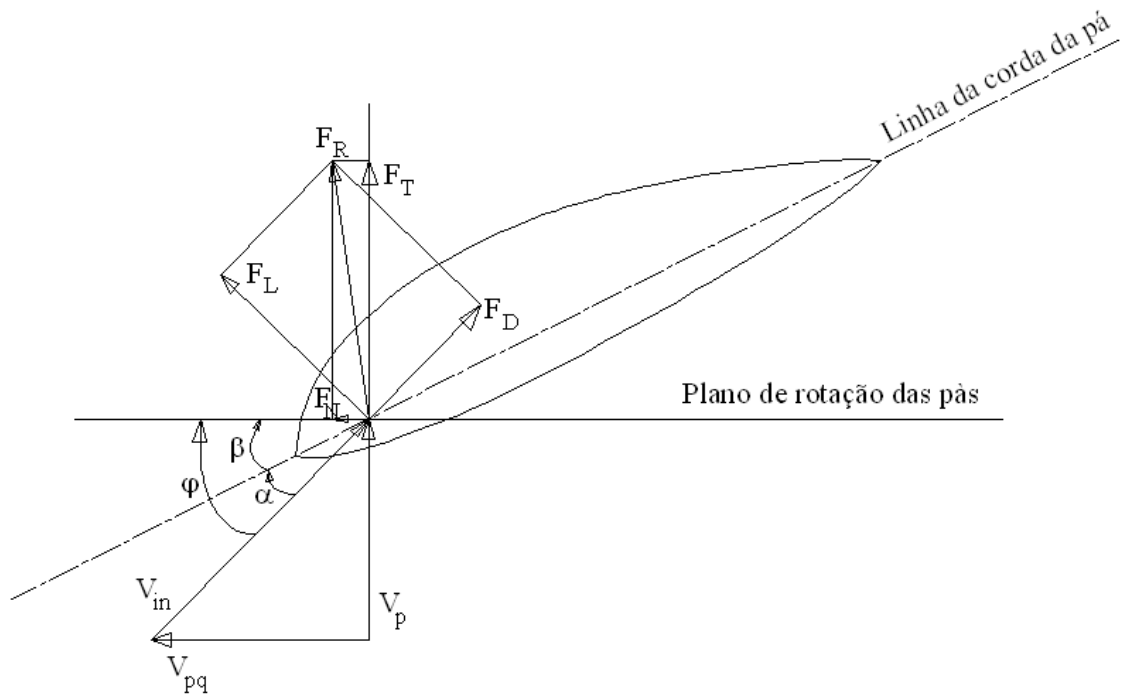


Figura 3.19 - Sistema de forças num perfil alar [25].

Na Figura 3.19 as grandezas intervenientes no alar são as seguintes:

- O vector velocidade relativa do vento  $V_{in}$  que actua o elemento de pá, resulta de duas componentes: a velocidade do vento  $V_p$  e a velocidade tangencial da pá  $V_{pq}$ .
- O ângulo de ataque  $\alpha$ , definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e de saída do perfil (linha de corda) e a velocidade relativa; o ângulo de passo  $\beta$ , que é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda; o ângulo do escoamento  $\varphi$ , tal que  $\varphi = \alpha + \beta$ .

O vector da força resultante  $F_R$  pode ser decomposto em duas componentes, uma que actua na direcção da velocidade relativa, força de arrasto<sup>6</sup>,  $F_D$ , e outra perpendicular denominada de sustentação<sup>7</sup>,  $F_L$ . Porém, o vector força resultante pode ser igualmente decomposto na direcção do plano de rotação e na sua perpendicular. Desta forma, obtém-se

<sup>6</sup> Drag

<sup>7</sup> Lift

a componente normal ao plano de rotação que contribui para o movimento da pá,  $F_N$ , e a componente tangencial que contribui para o binário motor,  $F_T$  [22] [25].

A força tangencial ( $F_T$ ), à semelhança da força axial ( $F_N$ ) pode ser expressa como função das forças de sustentação ( $F_L$ ) e de arrasto ( $F_D$ ). Assim a força tangencial pode ser definida como:

$$F_T = F_L \sin(\phi) - F_D \cos(\phi) \quad (3.8)$$

Por seu lado a força axial é dada por,

$$F_N = F_L \cos(\phi) + F_D \sin(\phi) \quad (3.9)$$

Uma vez que a força tangencial é a que contribui para o binário induzido, será desejável que esta seja a mais elevada possível. O módulo desta força aumentará devido a três factores:

- $F_L$ , se for elevado
- $\alpha$ , se for elevado (sem entrar zona de deslocamento de fluido - efeito *stall*)
- $\frac{F_D}{F_L}$ , se for pequeno

### 3.7.1.1 - Forças de Sustentação e Arrasto

As forças de sustentação e de arrasto dependem do ângulo de ataque ( $\alpha$ ) à massa de ar. Este ângulo é definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e saída do perfil (linha de corda) e a velocidade relativa. Existem, para além do ângulo de ataque, o ângulo de passo ( $\beta$ ) e o ângulo do vento relativo ( $\phi$ ). O primeiro é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda e o segundo é dado pela soma dos dois anteriores  $\phi = \alpha + \beta$  [22] [25].

A força de sustentação  $F_L$  pode ser calculada, recorrendo ao coeficiente de sustentação ( $C_L$ ), através de [24]:

$$F_L = \frac{1}{2} \rho v^2 A C_L \quad (3.10)$$

A força de arrasto pode ser obtida, utilizando o coeficiente de arrasto ( $C_D$ ), a partir de:

$$F_D = \frac{1}{2} \rho v^2 A C_D \quad (3.11)$$



Normalmente, apresentam-se as características das pás através das representações gráficas  $C_L = f(\alpha)$  e  $C_D = f(\alpha)$ . O coeficiente de arrasto  $C_D$  é obtido através de dados experimentais, após a realização de ensaios em túneis de vento. Genericamente, este coeficiente de arrasto aumenta não linearmente com o ângulo de ataque, ao contrário do coeficiente de sustentação, cuja variação é linear [31].

De um modo geral, o comportamento dos perfis alares em função do ângulo de ataque  $\alpha$  pode ser dividido em três zonas de funcionamento, conforme se mostra na Tabela 1 [31].

Para os perfis normalmente utilizados em turbinas eólicas, verifica-se que o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo para um ângulo de ataque de cerca de 10 a 15 °, a partir do qual decresce.

**Tabela 3.1 - Regimes de funcionamento dos perfis alares [13].**

Ângulo de ataque	Regime
$-15^\circ < \alpha < 15^\circ$	Linear
$15^\circ < \alpha < 30^\circ$	Desenvolvimento de perda <sup>8</sup>
$30^\circ < \alpha < 90^\circ$	Travão

O coeficiente de arrastamento mantém-se aproximadamente constante até se atingir o ângulo de ataque para o qual o coeficiente de sustentação atinge o máximo; para valores de  $\alpha$  superiores, o coeficiente de arrastamento sofre crescimento acentuado. No entanto, este coeficiente é mais difícil de calcular, porque depende, fortemente, da rugosidade da pá e de efeitos de fricção [31].

A fim de extrair do vento a máxima potência possível, a pá deve ser dimensionada para trabalhar com um ângulo de ataque tal que a relação entre a sustentação e o arrastamento seja máxima [22].

O coeficiente de potência,  $C_p$ , depende de diversos parâmetros inerentes ao fabrico das próprias pás. Porém, o seu comportamento pode ser aproximado por expressões analíticas que traduzem a forte não linearidade e alguma complexidade do seu comportamento face à velocidade de rotação do veio e velocidade do vento [25]. A expressão analítica da variação de  $\lambda$  com a velocidade do vento  $v$  da equação 3.6 pode ser modificada de modo a contabilizar a variação do ângulo de passo  $\beta$ . Uma das expressões mais referidas na literatura da especialidade é [22].

$$C_p = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left( -\frac{12,5}{\lambda_i} \right) \quad (3.12)$$

<sup>8</sup> *Stall*

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (3.13)$$

### 3.8 - Aspectos construtivos do aerogerador

Os aerogeradores extraem a energia cinética do vento por meio de turbinas eólicas, que podem ter diversos formatos. Contudo, os aerogeradores modernos são predominantemente de três pás com eixo horizontal, torres tubulares e formato aerodinâmico, semelhantes aos mostrados na figura.



Figura 3.20 - Exemplos de aerogeradores modernos.

A figura 3.20 a) mostra a cabine de um aerogerador que possui um gerador síncrono accionado directamente pelo rotor da turbina eólica. A Figura 3.20 b) mostra a cabine de um aerogerador com caixa de velocidades e gerador de indução (gaiola ou rotor bobinado). É possível verificar que esta cabine tem um menor diâmetro e apresenta um comprimento superior quando comparada com a da figura 3.20 a).

Na figura 3.21 a) e b) ilustra-se os dois tipos de cabine utilizados actualmente. Podemos observar a disposição das partes principais, inclusive das partes internas à cabine, das duas principais arquitecturas de aerogeradores, onde são indicados: (1) torre tubular, (2) cabine, 2(a) acoplamento torre/cabine, 2(b) gerador, 2(c) transmissão (3a) cubo, (3b) acoplamento cubo/pás e (3c) pá.

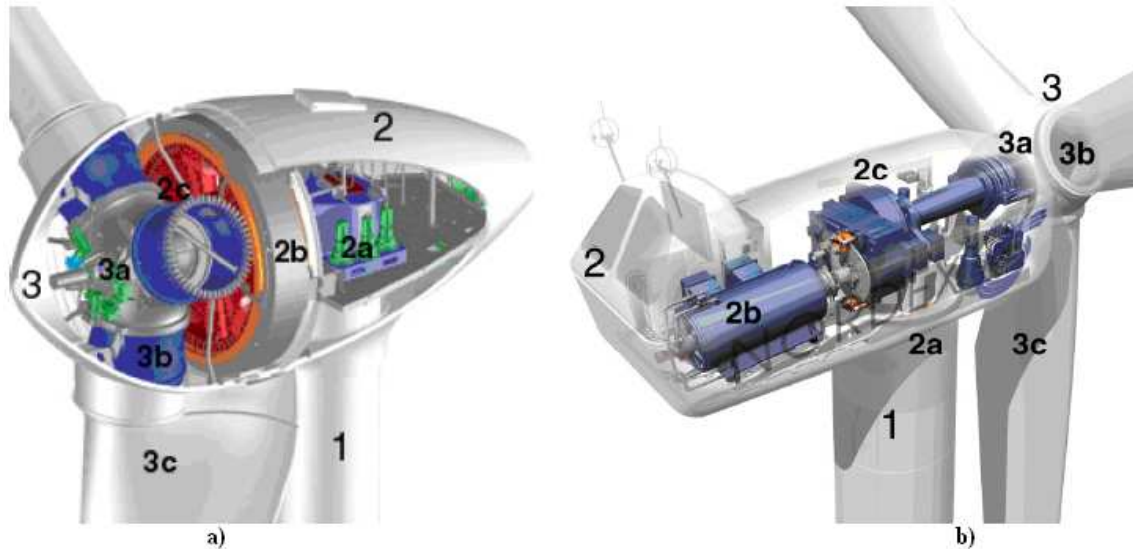


Figura 3.21 - Diagramas esquemáticos da montagem interna de aerogeradores modernos.

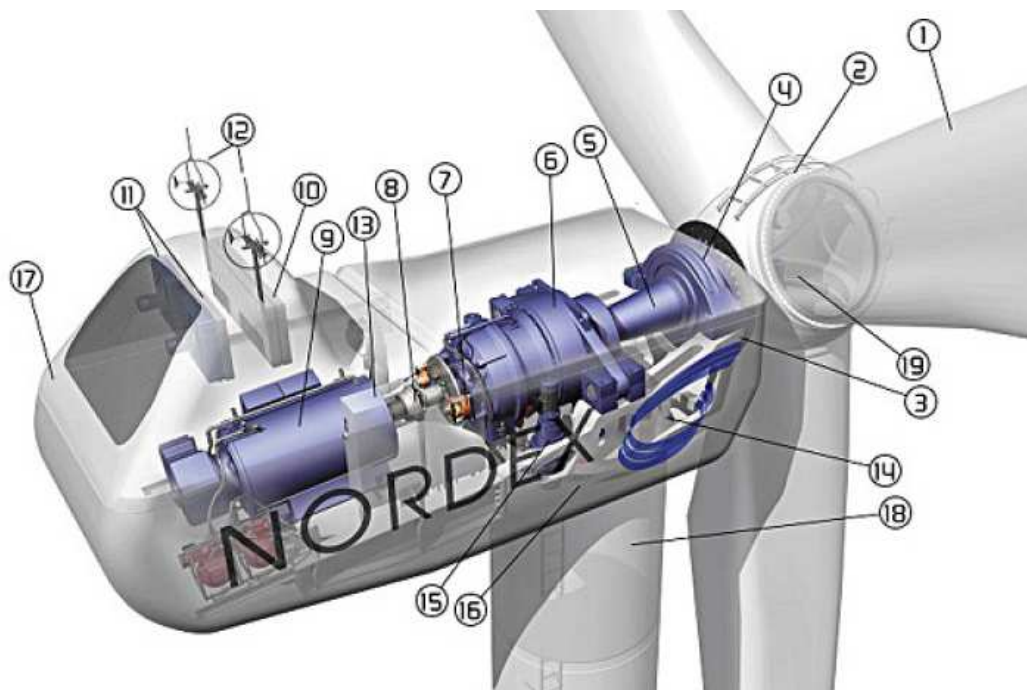
Nos aerogeradores actuais, a eficiência, a fiabilidade e a segurança tornaram os aerogeradores equipamentos complexos, tanto do ponto de vista construtivo como do ponto de vista operacional.

Os programas de investigação contribuíram significativamente para uma certa uniformização do desenvolvimento tecnológico das turbinas. Analisando a actual oferta comercial dos fabricantes, verifica-se a dominância de algumas opções básicas de projecto, designadamente, as turbinas de eixo horizontal relativamente às de eixo vertical, os rotores de três pás (cerca de 90%) em relação aos de duas e a colocação do rotor à frente da torre<sup>9</sup> relativamente à sua colocação na parte de trás<sup>10</sup>, em relação à direcção do vento [22].

A figura 3.22 mostra os principais elementos que constituem um aerogerador equipado com caixa de transmissão e gerador de indução. Além do gerador e da turbina, são enumerados outros equipamentos que são brevemente descritos na ordem numérica indicada:

<sup>9</sup> *Upwind*

<sup>10</sup> *Downwind*



**Figura 3.22** - Principais elementos que compõem um aerogerador [34].

- (1) Pás da turbina: Capturam o vento, transferindo a energia ao eixo do rotor;
- (2) Cubo da turbina: Peça robusta, feita de ferro fundido, que une as três pás em torno do eixo da turbina;
- (3) Carcaça da cabine: é a estrutura da cabine que deve ser rígida e dúctil, para suportar, respectivamente, todos os esforços mecânicos e absorver as vibrações típicas, para isto é constituída com ferro fundido de qualidade superior;
- (4) Rolamento do eixo da turbina: Rolamento com duas filas de esferas (ou roletes), instalados num mancal com o mesmo material da carcaça da cabine;
- (5) Eixo da turbina: Transmite o conjugado motor da turbina eólica para a transmissão;
- (6) Caixa de transmissão: é uma caixa de velocidades, a função é aumentar a baixa rotação do eixo da turbina para valores adequados ao eixo do gerador;
- (7) Travão de disco: Freio mecânico a disco, instalado no eixo de saída da transmissão, que é accionado em situações de emergência e manutenção, quando, muitas vezes, é auxiliado por um pino de segurança para travar o eixo da turbina;
- (8) Acoplamento entre transmissão e gerador: Para não ocorrerem tensões mecânicas desnecessárias nos mancais do rolamento do gerador e da transmissão, os eixos são conectados por meio de acoplamento;
- (9) Gerador: O gerador converte a energia mecânica disponível no veio de alta rotação em energia eléctrica.
- (10) Radiador de arrefecimento: Componente do sistema de refrigeração da caixa de transmissão;
- (11) Radiador de arrefecimento: Componente do sistema de refrigeração do gerador;
- (12) Anemómetro e sensor de direcção: Para o correcto funcionamento, os valores destas variáveis de interesse devem ser fornecidos aos respectivos sistemas de controlo;
- (13) Sistema de controlo: Proporciona uma operação totalmente automática, faz a monitorização de diversas variáveis de interesse de todo o aerogerador e, por telemetria,

permite a monitorização remota, tanto dos seus parâmetros como da rede eléctrica a que está ligado;

(14) Sistema Hidráulico: Este sistema permite manter e controlar a pressão do óleo utilizado nos freios do eixo do gerador e da posição da cabine;

(15) Sistema de posicionamento da cabine: Este sistema tem por objectivo manter a turbina de frente com o vento, ou seja, manter o plano que contém nas suas pás numa posição normal à direcção do deslocamento do fluxo de ar;

(16) Rolamento da cabine: Instalado entre a cabine e a torre, permite a rotação da cabine em torno do eixo longitudinal da torre;

(17) Cobertura da cabine: Moldada em materiais compostos, é fixada sobre a estrutura da cabine para proteger os equipamentos da intempérie e para proporcionar um acabamento aerodinâmico;

(18) Torre: Apresenta um formato tubular, esta permite sustentar a cabine e a turbina em altura adequada, sob qualquer condição de vento;

(19) Sistema de controlo do ângulo de passo da turbina: As turbinas mais modernas permitem rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal, juntamente com um sistema de controlo adequado, o controlo activo do ângulo de passo da turbina;

Para se entender melhor o funcionamento dos aerogeradores e mesmo depois de muito já ter sido referido, pelo menos o suficiente para elaborar um sistema de controlo eficaz, é necessário examinar em maior profundidade os seus principais componentes internos.

### 3.8.1 - Rotores eólicos

Na constituição do sistema eólico, o rotor é o componente que efectua a transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação, pois é no rotor que são fixadas as pás da turbina. A configuração do rotor influencia directamente o rendimento global do sistema eólico.

O projecto das pás do rotor, no qual a forma da pá e o ângulo de ataque em relação à direcção do vento têm uma influência determinante, beneficiou do conhecimento da tecnologia das asas dos aviões, que apresentam um funcionamento semelhante [22].

Os rotores eólicos podem ser classificados segundo vários critérios sendo o mais importante aquele que utiliza a orientação do eixo como factor de classificação. Assim, pode-se dividir em duas classes: tipo eixo vertical e tipo eixo horizontal.

#### 3.8.1.1 - Rotores de Eixo Horizontal

Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos pelas duas forças aerodinâmicas: forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem libertar mais potência do que aqueles sob o efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento.

Quanto à posição do rotor em relação à torre, o disco varrido pelas pás pode estar a jusante do vento (*downwind*) ou a montante do vento (*upwind*). No primeiro caso, a "sombra"

da torre provoca vibrações nas pás. No segundo caso, a "sombra" das pás provoca esforços vibratórios na torre. Sistemas a montante do vento necessitam de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo de vento, enquanto nos sistemas a jusante do vento, a orientação realiza-se automaticamente. Por outro, lado este último possui a desvantagem de operarem sob condições de grande turbulência que o fluxo de ar apresenta após a passagem pela torre, além de proporcionarem um maior nível de ruído quando da passagem das pás pela torre, o que leva a configuração de frente para o vento, ou seja, a montante, ser adoptada [23] [32].

**Frontais ("upwind")** : o vento sopra pela parte frontal. As pás são rígidas e o rotor é orientado segundo a direcção do vento através de um dispositivo motor.

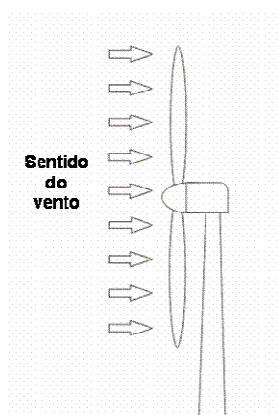


Figura 3.23 - Esquema de uma eólica de eixo horizontal "upwind".

**Retaguarda ("downwind")** : o vento sopra pela retaguarda das pás. O rotor é flexível e auto-orientável.

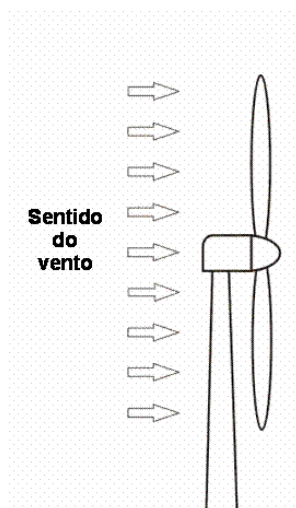


Figura 3.24 - Esquema de uma eólica de eixo horizontal "downwind".

Actualmente, as eólicas de eixo horizontal com um rotor do tipo hélice representam um interesse importante para a produção de electricidade em grande escala.

### 3.8.1.2 - Rotores de Eixo Vertical

Em geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direcção do vento, o que reduz a complexidade do projecto e os esforços devidos as forças de Coriolis. Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são Darrieus e Savonius. O rotor de Darrieus baseia-se no princípio da variação cíclica de incidência. Um perfil colocado ao vento segundo diferentes ângulos fica submetido a forças de intensidade e direcção variáveis; a resultante destas forças gera um binário motor responsável pela rotação do dispositivo.



**Figura 3.25** - Turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus [14].

O rotor de Savonius baseia-se no princípio do accionamento diferencial. Os esforços exercidos pelo vento em cada uma das faces do corpo oco são de intensidades diferentes, resultando um binário responsável pelo movimento rotativo do conjunto. Este tipo de turbina caracteriza-se por operar a baixas velocidades e com elevado binário [14] [33].

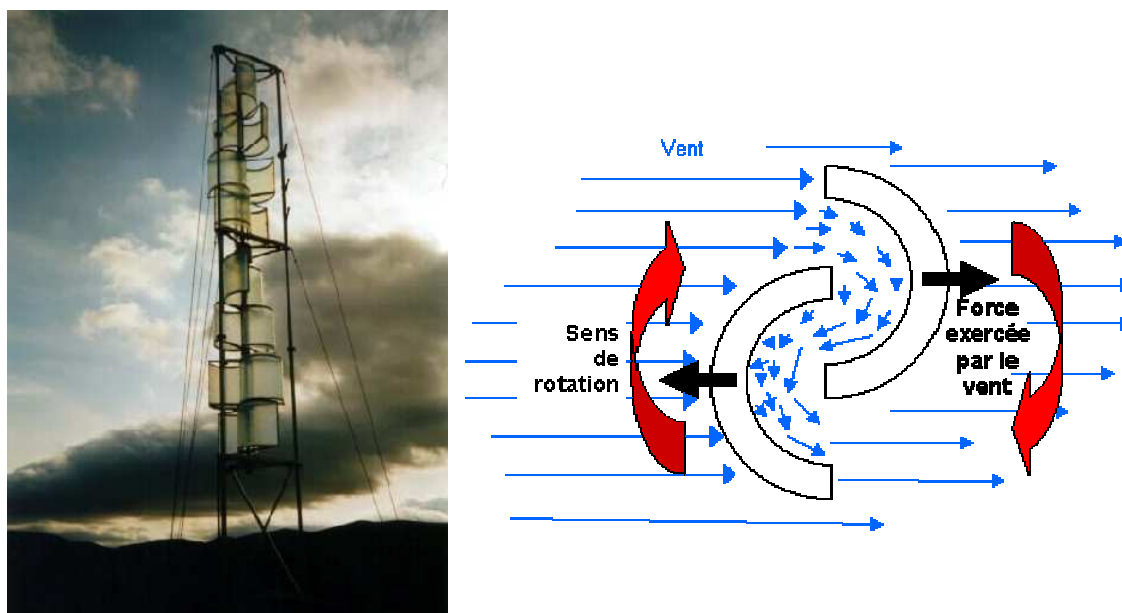


Figura 3.26 - Esquema do princípio de funcionamento do rotor de Savonius.

Estes rotores ainda apresentam problemas sérios relacionados com a eficiência da conversão da energia do vento em energia cinética, pelo facto do ângulo de ataque em qualquer ponto da pá variar com o tempo, o que resulta em potências e cargas instáveis. Em geral, este tipo de turbina tem vida útil relativamente curta apresentando elevada frequência de vibração e defeitos.

Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas, empregando os mais diversos materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de madeira / epóxi laminado, aço e fibra de vidro reforçada ou GRP “glass-reinforced polyester”. No que se refere ao número de pás, as turbinas podem ter uma, duas ou três pás. As de uma pá apresentam problemas sérios de fadiga na base do rotor devido a sua assimetria, e a potência gerada pelas de duas pás é inferior à obtida com as de três, além das turbinas de duas pás apresentarem aumento no nível de ruído, devido à maior velocidade na ponta das pás do rotor. Por estas características, as turbinas de três pás são normalmente utilizadas [12].



Figura 3.27 - Formato típico das pás de uma turbina eólica moderna [35].



### 3.8.2 - Torre

A torre suporta a cabine (*nacelle*) e eleva o rotor até uma cota em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada do que junto ao solo.

As torres modernas podem ter sessenta e mais metros de altura, pelo que a estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como para resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte anos. Os fabricantes têm-se dividido entre dois tipos de torres: tubulares (Figura 3.28a) e entrelaçadas (Figura 3.28b) [7].



a)



b)

**Figura 3.28** - Tipos de torres: a) Tubular; b) Entrelaçada.

Para fabricar as torres tubulares, pode usar-se aço ou betão, sendo, normalmente os diversos troços fixados no local com uma grua [22]. A forma tubular permite o acesso a partir de dentro da torre para o *nacelle*, que é preferida em más condições atmosféricas [36].



**Figura 3.29** - Interior de uma torre tubular.

As torres entrelaçadas são mais baratas, as fundações são mais ligeiras e o efeito de sombra da torre é atenuado; contudo, têm vindo a ser progressivamente abandonadas especialmente devido a questões ligadas com o impacto visual [22] [36].

### **3.8.3 - Cabine**

A cabine é a parte do aerogerador com aspecto aerodinâmico que, conforme mostra a figura 3.30, apresenta formatos diferenciados conforme o fabricante. Esta encontra-se instalada directamente sobre a torre e sustenta a turbina eólica. Na cabine estão alojados todos os equipamentos necessários para a conversão eólico-eléctrica de energia.

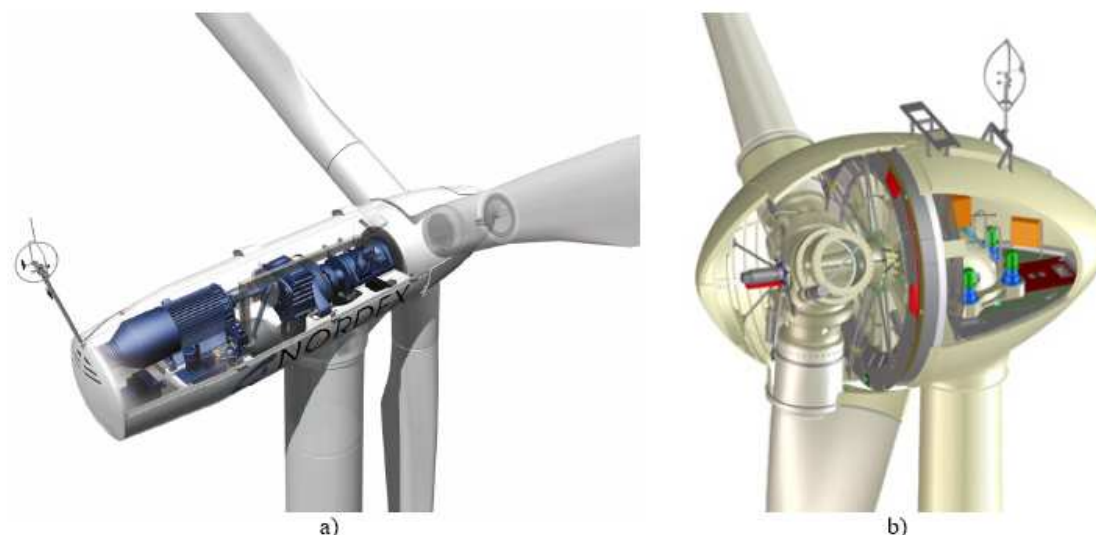


Figura 3.30 - Exemplos de cabines: a) Enercon; b) Vestas; c) Nordex; d) GE.

### 3.8.4 - Sistema de transmissão

A transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica, entregue pelo eixo do rotor até o gerador, multiplicando sua velocidade angular. Esta é composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos.

Neste contexto, o sistema de transmissão faz o acoplamento mecânico do eixo da turbina ao eixo do gerador, entregando ao gerador toda a potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica.



**Figura 3.31** - Arquitecturas básicas dos aerogeradores modernos: a) Acoplamento com caixa de transmissão e eixo principal rotativo; b) Acoplamento directo e eixo principal fixo.

Actualmente, o sistema de transmissão divide os aerogeradores modernos em duas arquitecturas básicas: A primeira ilustrada pela figura 3.31 a), com eixo principal rotativo e acoplamento por meio de uma caixa de transmissão, multiplicadora de velocidade. A segunda, ilustrada pela figura 3.31 b), com eixo principal fixo e acoplamento directo.

A maior parte dos fabricantes de grandes turbinas usam um multiplicador de velocidade de modo a reduzir o número de pares de pólos necessários para o gerador eléctrico. Uma importante excepção é o fabricante alemão Enercon, que adopta o accionamento directo. Isto elimina os custos da caixa de velocidades, embora, por outro lado, resulte num aumento substancial da dimensão e custo do gerador.

#### 3.8.4.1 - Sistema com caixa de velocidades

A caixa de velocidades (quando existe) é necessária para adaptar a frequência do rotor da turbina, tipicamente da ordem de 0,33 Hz (20 rpm) ou 0,5 Hz (30 rpm), à frequência do gerador, isto é, da rede eléctrica de 50 Hz [22].

Entretanto, os geradores trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 rpm), tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação de velocidade entre os eixos.





**Figura 3.32** - Caixa de transmissão: a) Do lado do eixo de entrada; b) Do lado do eixo de saída.

#### 3.8.4.2 - Sistema sem caixa de velocidades

Mais recentemente, alguns fabricantes, como por exemplo a Enercon, desenvolveram aerogeradores sem a caixa de velocidades, ou seja, com acoplamento directo entre a turbina e o gerador, abandonando a forma tradicional de construir turbinas eólicas.

A utilização do acoplamento directo entre turbina e o gerador faz com que ambos girem na mesma velocidade. Isto traz algumas vantagens operacionais, todas oriundas da ausência da caixa de transmissão e de peças submetidas a altas velocidades de rotação. Assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, adoptam-se geradores com um grande número de pólos, de baixa velocidade e maior diâmetro, resultando num menor comprimento axial de toda a parte móvel.



**Figura 3.33** - Vista da estrutura de um aerogerador sem sistema de transmissão [35].

### 3.8.5 - Mecanismos de controlo

O objectivo dos mecanismos de controlo nas turbinas eólicas passa pela orientação do rotor, pelo controlo da velocidade das pás e/ou turbina e pelo controlo da carga. Devido aos diversos tipos de controlo, existe uma grande variedade de mecanismos que podem ser mecânicos, (para o controle de velocidade, ângulo de passo, freio), aerodinâmicos (para o posicionamento do rotor e o ângulo de passo) ou eléctricos (para o controle do gerador).

Com o importante desenvolvimento aerodinâmico das turbinas eólicas para limitar a extracção de potência a um valor próximo à potência nominal do aerogerador, estas sofreram uma modificação com a implementação de pás com regulação de passo, o que possibilitou o controlo da energia do vento captado.

Durante os últimos cinquenta anos, tem sido aplicado o conceito de controlo *pitch* (controlo sobre a orientação das pás). Porém, mais recentemente, tem-se empregado também o conceito de stall-activo (que trata-se de um controlo que explora fenómenos de turbulência que surgem nas bordas das pás) como alternativa para o controlo do ângulo de ataque das pás. Entretanto, por motivos económicos, as turbinas eólicas com capacidades nominais relativamente pequenas utilizam um controlo tipo stall-passivo que não depende de controlos electrónicos e hidráulicos adicionais requeridos pelos dois outros controlos aerodinâmicos anteriormente abordados [12].

#### Controlo de perda (*Stall*) Passivo:

Este é o conceito convencional aplicado a muitas turbinas eólicas. Durante os anos 1980 e 1990, vários fabricantes utilizaram este sistema de controlo que foi muito popular devido ao seu preço, relativamente baixo, a sua simplicidade e sua robustez [36].

É um sistema utilizado em turbinas com ângulo de passo fixo, as pás do rotor são firmemente fixadas no cubo da turbina sem nenhuma possibilidade de rotação em torno do seu eixo longitudinal. Porém, a aerodinâmica das pás do rotor é projectada de modo a que, no momento em que a velocidade do vento se torna muito elevada seja criada uma turbulência sobre a superfície superior da pá, entrando em perda, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto.

Este tipo de controlo evita partes móveis no rotor da turbina, por ser um controlo passivo, simplificando o projecto mecânico e diminuindo a necessidade de manutenção. Por estas razões, apresenta-se como a solução mais barata e mais simples, mas, em contra-partida, é a menos eficiente do ponto de vista energético.

#### Controlo de Passo (*Pitch*):

O controlo de passo das pás do rotor permite dosear a quantidade de energia que chega ao veio de transmissão. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor, ou parte delas, rodam em torno do seu eixo longitudinal, isto é, as pás mudam o seu ângulo de passo de forma a diminuir o ângulo da

ataque e, conseqüentemente reduz a potência extraída do vento. Este sistema é realizado por um sistema electrónico que mede a potência (velocidade) no veio e actua hidráulicamente nas pás de modo a diminuir ou aumentar a sustentação aerodinâmica. Neste tipo de controlo aerodinâmico, a orientação dos ângulos das pás, em geral, varia de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ .

Na figura 3.34 comparam-se as curvas de potência de turbinas eólicas com regulação “*stall*” e “*pitch*”, sendo possível verificar que o sistema de regulação *pitch* permite um controlo de potência mais fino.

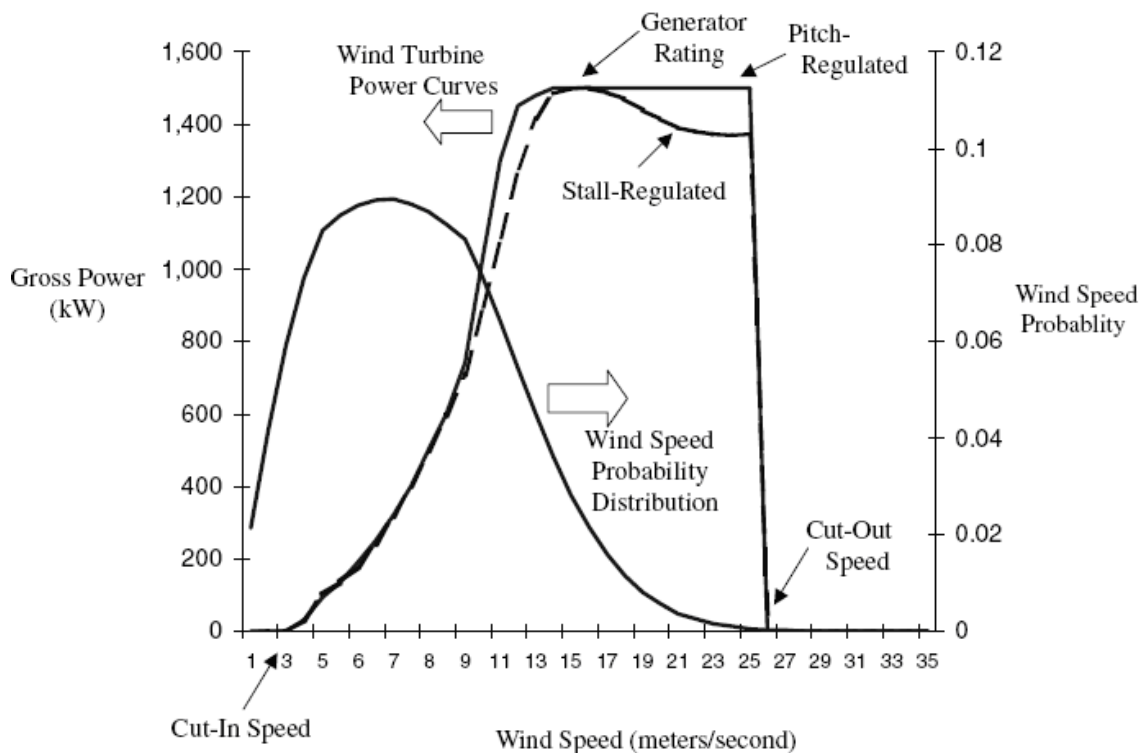


Figura 3.34 - Controlo Stall versus controlo Pitch.

#### Controlo de perda activo (Active Stall control):

Este tipo de controlo é o mais recente, pois combina o controlo *stall* e o controlo *pitch*. Em termos técnicos, assemelha-se às turbinas com controlo de passo, uma vez que as pás rodam sobre o seu eixo. No entanto, quando as máquinas atingem a sua potência especificada, o comportamento difere das turbinas com controlo de passo: se o gerador estiver próximo de ficar sobrecarregado, o controlador modifica o ângulo de passo, ou seja, aumenta o ângulo de ataque das pás do rotor de modo a forçar a perda aerodinâmica, libertando assim o excesso de energia do vento. Neste controlo, o ajuste dos ângulos pode variar de  $0^\circ$  a  $-6^\circ$ , sendo contrário ao ajuste realizado pelo controlo de *pitch*.

Em resumo, o controlo perda-passivo apresenta como vantagem a sua simplicidade devido à ausência de mais partes em movimento, por isso é também mais barata. A sua

implementação faz apelo a complicados métodos de cálculo aerodinâmico para definir o ângulo de ataque para o qual a pá entra em perda, sendo esta a desvantagem deste controlo.

O controlo *pitch* apresenta como vantagens, um bom controlo de potência para todas as gamas de variação da velocidade do vento e uma redução dos esforços de fadiga com o vento mais forte, porque, nessa situação, a pá apresenta uma menor superfície frontal em relação ao vento. No entanto, o grande acréscimo de complexidade, e o correspondente aumento de custo, que esta solução acarreta são desvantagens para este controlo [22].

Uma das vantagens do controlo de perda activo, face ao passivo, é a precisão com que regula a entrega de potência em situações em que rajadas de vento podem provocar a sobre elevação na potência de saída. Outra vantagem é que a máquina pode funcionar à potência especificada para todas as altas velocidades do vento. Um sistema de perda passivo tem normalmente uma quebra da entrega de potência para ventos mais fortes à medida que a pá entra mais profundamente em perda, [37], tal como já se viu na figura 3.34.

### 3.8.6 - Gerador Eléctrico

O gerador eléctrico de uma turbina eólica converte a energia mecânica originada pela rotação das pás do rotor em energia eléctrica; sendo o seu tamanho determinado pela potência nominal [36].

Os aerogeradores podem ser projectados tanto com geradores síncronos, como assíncronos, e com várias formas de ligação directa ou indirecta do gerador à rede receptora [36] [14]. A figura 3.35 resume assim as demais tecnologias que praticamente constituem os parques eólicos em diferentes níveis de capacidade e de tensão.



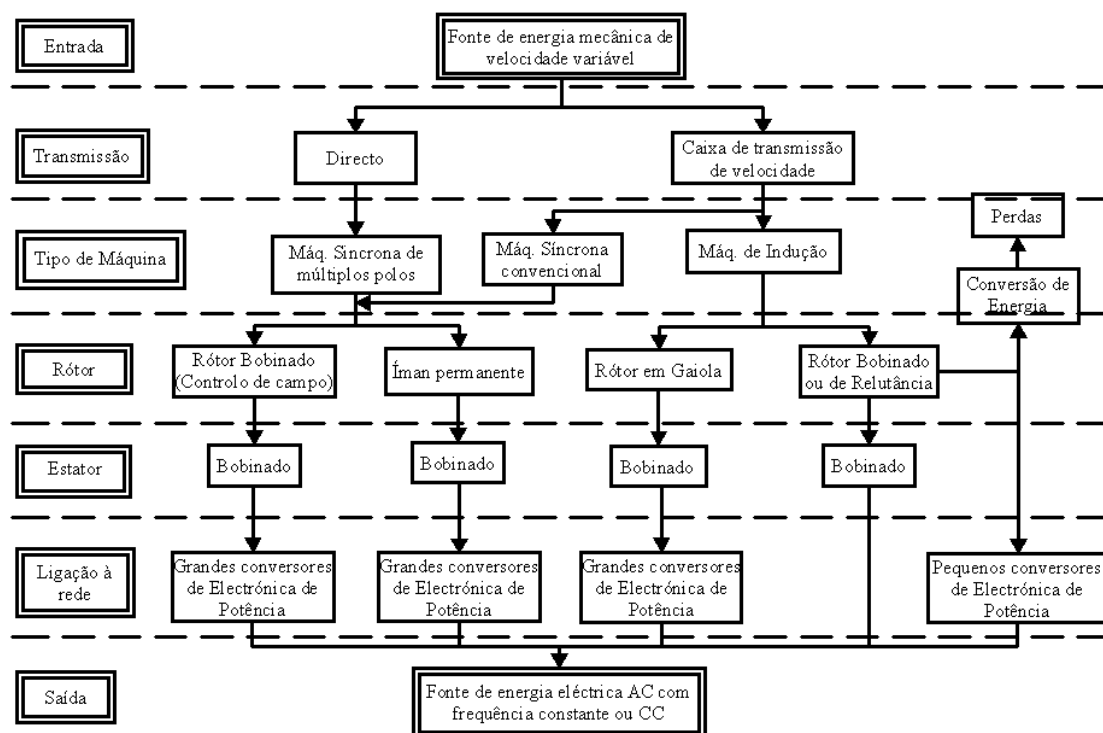


Figura 3.35 - Esquema simplificado dos modelos de aerogeradores usados actualmente [39].

Na ligação directa, o gerador está ligado directamente à rede de corrente alternada. Na ligação indirecta, a corrente que vem do gerador passa através de uma série de dispositivos eléctricos que ajustam a corrente para que se ajuste à da rede [38].

Em Portugal os primeiros geradores eólicos que foram instalados (no final dos anos 80, início dos anos 90), encontravam-se equipados com máquinas de indução de rotor em gaiola. Estes geradores caracterizavam-se por possuírem uma velocidade de rotação praticamente constante e possuírem caixas de velocidade para a adaptação da velocidade de rotação nominal da turbina (cerca de 38 rpm) à velocidade de sincronismo da máquina de indução (tipicamente 1500 rpm).

Com o aparecimento e aperfeiçoamento da electrónica de potência, no final da década de 90 foram instalados em Portugal os primeiros aerogeradores equipados com máquinas síncronas operadas a velocidade variável. Estes caracterizavam-se pela ausência de caixa de velocidades, sendo a adaptação da frequência das grandezas eléctricas do gerador à frequência da rede, realizada através de um sistema de conversão CA/CC/CA. Toda a potência gerada flui pelo referido conversor.

Na mesma altura, através do desenvolvimento da electrónica de potência, começaram a ser instalados em Portugal geradores eólicos equipados com máquinas de indução de rotor bobinado, também conhecidas na literatura técnica por máquina de indução duplamente alimentada. Na actualidade os fabricantes que ofereciam sistemas baseados na máquina de indução de gaiola, passaram a oferecer esta nova topologia.

Geralmente as turbinas que funcionam com velocidade constante utilizam gerador de indução com rotor em gaiola e turbinas que funcionam com velocidades variáveis podem utilizar gerador de indução de rotor bobinado e gerador síncrono.

Os diferentes tipos de tecnologias que, ao longo do tempo, têm sido instalados em Portugal, reflectem a evolução tecnológica que se tem verificado nos geradores eólicos ao longo dos anos. No capítulo seguinte as tecnologias actuais em Portugal serão abordadas de uma forma detalhada.

### **3.9 - Conclusões**

A energia eólica tem um importante potencial a desempenhar no futuro abastecimento energético em muitas áreas do mundo. Nos últimos anos, a tecnologia da turbina eólica atingiu níveis de confiança muito elevados. O crescente mercado da energia eólica levará a novas melhorias, tais como maiores turbinas e novos sistemas de aplicação das turbinas eólicas (por exemplo, em Portugal, a nível “offshore”). Estas melhorias e a concorrência entre fabricantes e promotores vão conduzir a uma maior redução dos custos e, a médio prazo, a energia eólica poderá competir com os combustíveis fósseis convencionais para a produção de electricidade.

A importância da energia eólica cresce, pois, ao longo dos anos e assim torna mais relevantes os aspectos da pesquisa de novos locais com bom potencial eólico, o controlo dos impactes ambientais, a integração na rede eléctrica e a optimização de desempenho de turbinas eólicas.

Um dos maiores avanços na energia eólica deu-se com a mudança de sistemas de velocidade fixa para sistemas de velocidades variável, utilizando geradores assíncronos e síncronos, o que permitiu maximizar o aproveitamento da energia eólica.

## **Capítulo 4**

# **Estado da arte - Geradores Eléctricos para Aerogeradores**

### **4.1 - Introdução**

Como se viu no capítulo anterior, a energia cinética contida na velocidade do vento é convertida, numa primeira fase, em energia mecânica; esta, posteriormente, é transformada em energia eléctrica através da utilização de geradores síncronos ou assíncronos.

Neste capítulo são apresentados os principais tipos de geradores eléctricos, normalmente, utilizados nas turbinas eólicas ligadas à rede eléctrica, bem como as suas características. Os principais tipos de geradores utilizados actualmente são: (i) gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (GIGE); (ii) Gerador de indução duplamente alimentado (GIDA); (iii) gerador síncrono com rotor bobinado (GSRB); (iv) Gerador síncrono de ímanes permanentes (GSIP).

### **4.2 - Caracterização das principais tecnologias de conversão de energia eléctrica no sector**

Actualmente as turbinas eólicas podem gerar electricidade em diversas configurações. De uma forma geral, são separadas em dois tipos de tecnologia: velocidade constante e velocidade variável [31] [40] [41] [42]. Com isso, podem ser feitas combinações entre a velocidade de rotação e a tecnologia associada aos geradores, obtendo-se diversas formas de classificação.

Os sistemas de conversão de energia eólica funcionando a velocidade praticamente constante e equipados com geradores de indução directamente ligados a uma rede de

frequência constante correspondem ao chamado conceito velocidade constante e frequência constante (CSCF<sup>11</sup>).

O conceito CSCF nos últimos anos tem vindo a ser progressivamente abandonado e a ser substituído pelo chamado conceito velocidade variável e frequência constante, (VSCF<sup>12</sup>), com o objectivo de maximizar o aproveitamento da energia eólica.

Para alargar o espectro de velocidades de rotação possíveis, os fabricantes dinamarqueses oferecem actualmente como equipamento *standard*, sistemas conversores equipados com gerador de indução de rotor bobinado e deslizamento variável. Nesta montagem, designada na literatura por DEFIG ou DOIG<sup>13</sup>, o estator é directamente ligado à rede e o rotor também é ligado à rede através de um sistema conversor AC/DC/AC que, controlando o deslizamento, possibilita o envio de potência adicional para a rede [22].

O fabricante alemão Enercon, oferece um conceito inovador para sistemas de velocidade variável. Esta topologia consiste num gerador síncrono ligado assincronamente à rede eléctrica através de um sistema conversor AC/DC/AC. A utilização do gerador síncrono com um elevado numero de pares de pólos permite ao gerador acompanhar a velocidade de rotação da turbina, tornando dispensável a caixa de velocidades.

A ligação assíncrona isola a frequência do rotor da frequência da rede, oferecendo, por isso, a possibilidade de o sistema funcionar de forma consistente em pontos de operação próximos do valor óptimo de  $\lambda$ . Por outro lado, a utilização de modernos conversores electrónicos de potência funcionando com IGBT<sup>14</sup> permite controlar simultaneamente os trânsitos de energia activa e reactiva [22].

### 4.3 - Funcionamento em velocidade constante

As turbinas eólicas que operam a velocidade constante utilizam o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (GIGE). A velocidade de um gerador assíncrono variará ligeiramente com o binário que se lhe aplique. Na prática, a diferença entre a velocidade de rotação à potência máxima e em vazio é muito pequena, por volta de 1% a 2% [43]. Esta diferença, em percentagem de velocidade síncrona<sup>15</sup>, é o chamado deslizamento e que será dado pela frequência da rede e pelo número de pares de pólos do gerador [30] [44] [45]. O

---

<sup>11</sup> constant speed constant frequency

<sup>12</sup> Variable speed constant frequency

<sup>13</sup> DEFIG - Double Fed Induction Generator ou DOIG - Double Output Induction Generator.

<sup>14</sup> IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor

<sup>15</sup> Velocidade síncrona refere-se à velocidade do gerador quando está a rodar de forma síncrona com a frequência da rede. Isto é aplicável a todo o tipo de geradores. Num gerador assíncrono ou de indução, equivale à velocidade em vazio do gerador.

GIGE pode assim ser conectado directamente à rede eléctrica e, consequentemente, a velocidade do rotor será quase constante.

A figura 4.1 apresenta a característica de uma turbina eólica operando em velocidade constante. A partir desta característica pode-se observar que existe um único ponto de operação onde a potência de saída é máxima. Ou seja, como TSR da turbina eólica varia com a velocidade do vento, conforme mostrado pela equação 3.5, este atingirá o seu valor máximo somente para uma velocidade do vento, desde de que a velocidade do rotor seja constante. Portanto, quando se opera em velocidade constante, a turbina terá uma perda de eficiência. A dimensão das perdas vai depender do projecto da turbina e da variação da velocidade no local de instalação da turbina eólica [46].

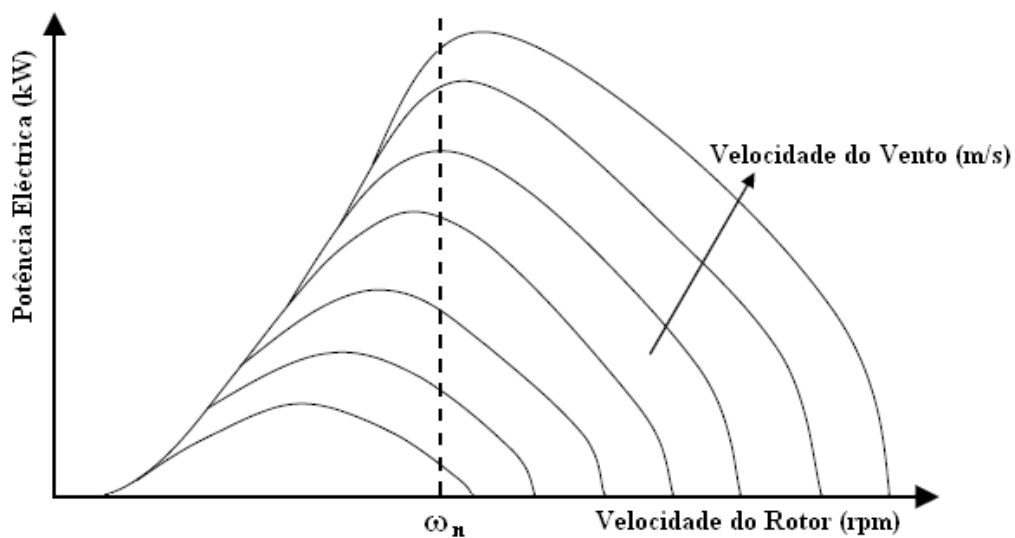


Figura 4.1 - Característica de uma turbina eólica operando em velocidade constante [30].

Uma alternativa para aumentar a eficiência deste tipo de configuração é a utilização da operação com duas velocidades [47]. Neste conceito a turbina é equipada com dois geradores de indução em gaiola de esquilo ou um gerador com troca de pólos, cuja característica é mostrada na figura 4.2. Pode-se observar que a utilização de um gerador de menor potência, ou a troca de pólos para baixas velocidades, permite aumentar a eficiência da turbina para baixas velocidades do vento e, consequentemente, aumentando a eficiência da turbina eólica [27].

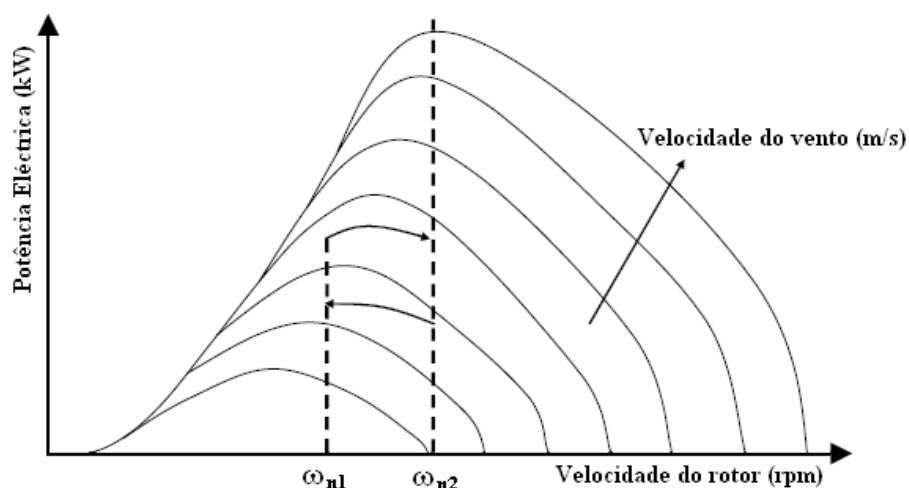


Figura 4.2 - Característica de uma turbina eólica operando em duas velocidades [30].

A figura 4.3 mostra a configuração do estator de um gerador com alteração do número de pares de pólos. Assim, pode-se variar a velocidade do gerador de indução pela alteração do número de pólos da máquina. Isto pode ser conseguido alterando as ligações da bobinagem do estator. Normalmente os pólos são alterados na razão de 2 para 1. Este método permite obter duas velocidades de sincronismo. No gerador de indução rotor em gaiola de esquilo, este método é bastante utilizado, pois o rotor pode operar com qualquer número de pólos do estator. Obviamente que este método apenas permite variar a velocidade em escalões e, dada a complexidade da bobinagem do estator, este será sempre um gerador com custo superior [27].

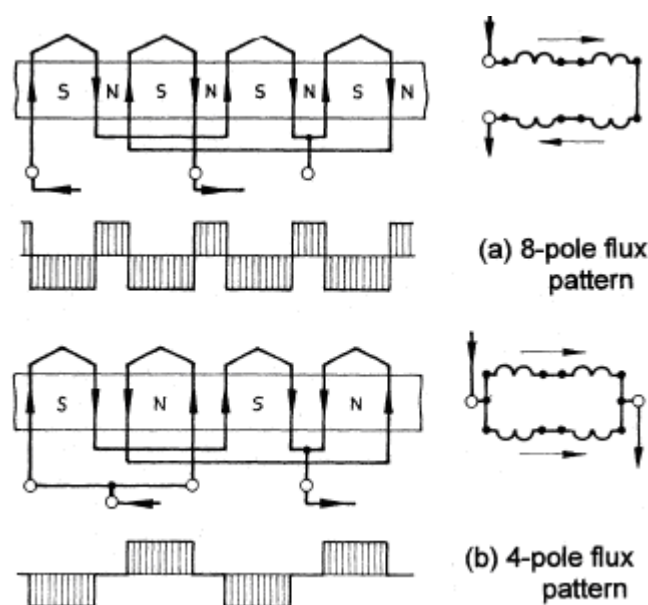


Figura 4.3 - Troca de pólos do estator para variar a velocidade [27].

As vantagens da utilização de turbinas de velocidade fixa ou de duas velocidades é a simplicidade do sistema de controlo e a utilização do gerador de indução em gaiola de esquilo, que é um gerador barato e robusto. Tanto a simplicidade do sistema de controlo

quanto a utilização do gerador em gaiola de esquilo diminuem o preço da turbina eólica e aumentam a confiabilidade do sistema. Por outro lado, as desvantagens deste conceito são os elevados esforços nos componentes mecânicos da turbina, principalmente na caixa de velocidades, que provoca fadiga nos componentes mecânicos, diminuindo o tempo de operação da turbina [33].

Além disso, como não é possível “absorver” as turbulências do vento na inércia da turbina, pois a velocidade do eixo é fixa, qualquer variação da velocidade do vento será convertida em variação na potência de saída da turbina, podendo gerar problemas de qualidade de energia [44].

#### 4.4 - Funcionamento em Velocidade variável

As turbinas que funcionam com velocidades variáveis podem utilizar gerador de indução de rotor bobinado e gerador síncrono, como já referido.

No gerador de indução de rotor bobinado, para cada binário, o deslizamento é função da resistência dos enrolamentos do rotor do gerador. Quanto maior a resistência, maior o deslizamento. O gerador de indução de rotor bobinado permite variar o deslizamento adicionando resistências variáveis controladas electronicamente. Desta forma pode-se aumentar o deslizamento do rotor até, por exemplo, uns 10%. Esta possibilidade assume particular importância no mecanismo de regulação de potência por alteração do passo das pás. Esta configuração de alterar a resistência do rotor electronicamente foi utilizada pelo fabricante dinamarquês *Vestas* nos meados da década de 1990 e ficou conhecida como *OptiSlip*. Este conceito foi abandonado com a introdução do gerador de rotor bobinado duplamente alimentado, permitindo que o deslizamento característico desta máquina, entre a velocidade de rotação e a velocidade de sincronismo, permite acomodar parte da turbulência associada ao vento, de modo a tornar a operação deste tipo de máquinas suficientemente suave.

Para turbinas de elevada potência, é desejável haver uma separação entre a velocidade do rotor e a frequência da rede no sentido de manter os esforços mecânicos e as flutuações de potência dentro dos limites. Esta separação pode ser alcançada através da inserção de um conversor de potência entre a turbina e a rede eléctrica, permitindo, assim, o controle da velocidade do gerador [33]. Este conceito utiliza o gerador síncrono, com um elevado número de pólos, obtendo uma velocidade de rotação variável, porque o gerador acompanha a velocidade de rotação da turbina.

Neste sentido, as flutuações na potência de saída causadas pela variação do vento podem ser parcialmente absorvidas pela mudança de velocidade. Consequentemente, as variações de potência e dos esforços mecânicos na turbina podem ser reduzidos. A figura 4.4 mostra como opera um sistema de velocidade variável. O objectivo passa em adaptar continuamente a velocidade de rotação da turbina com velocidade do vento, de modo a extrair a máxima potência possível [36].

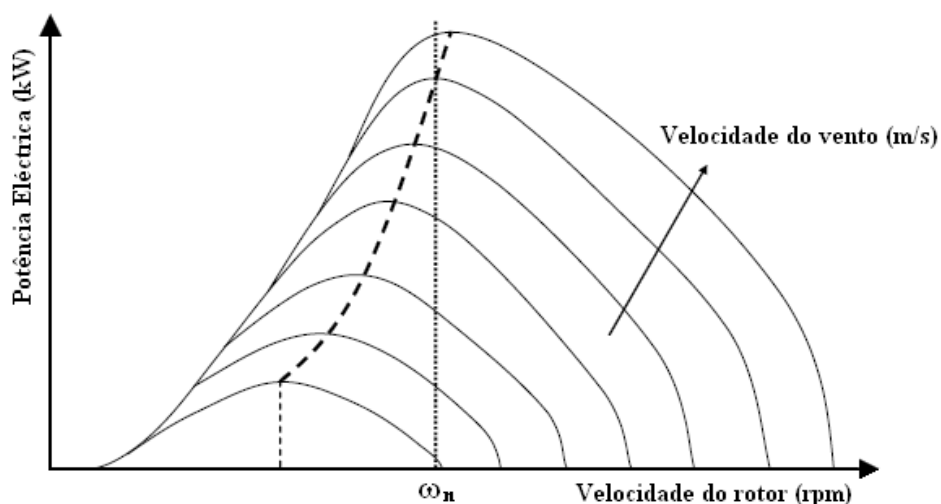


Figura 4.4 - Característica de uma turbina eólica operando em velocidade variável [30].

Para extrair a potência máxima de uma turbina eólica deve-se manter o  $\lambda^{16}$  constante num valor óptimo, de acordo com a equação (3.5). Se aumentar a velocidade do vento deve-se também aumentar a velocidade de rotação, de modo a manter TSR constante. De acordo com a característica  $C_p(\lambda)$ , se TRS for óptimo,  $C_p$  será máximo e, consequentemente, a potência de saída também será máxima.

Portanto, a operação em velocidade variável apresenta como grande vantagem a maximização da eficiência da turbina e como desvantagem a introdução do conversor de frequência, que aumenta o custo e a complexidade do aerogerador [36].

A utilização do sistema em velocidade variável tem levado a uma melhoria de 15 a 20% no rendimento anual da energia eléctrica, tornando o sistema comercialmente viável. Isto poderá abrir um mercado completamente novo para as instalações de energia eólica, o que já está a acontecer em muitos países. As instalações mais recentes já estão a optar por sistemas de velocidade variável [27].

A distribuição aproximada das topologias actuais é de 30% para instalações de velocidade constante, 40% para instalações de duas velocidades e 30% de velocidade variável. A quota de mercado dos sistemas de velocidade variável, porem, está a aumentar a cada ano [27].

<sup>16</sup> Tip speed ratio (TSR)



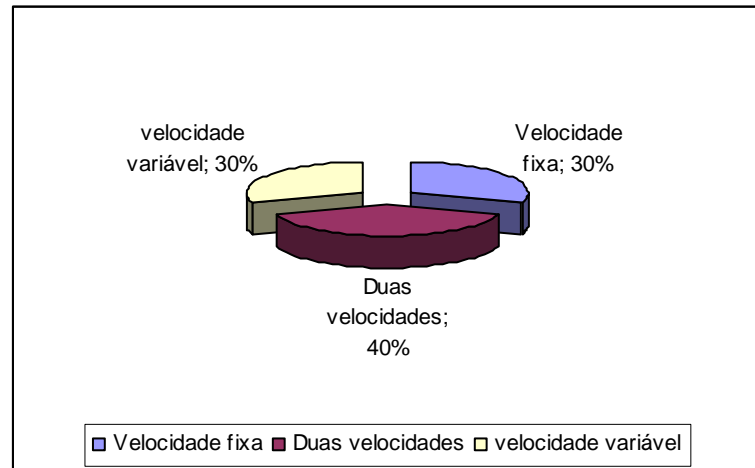


Figura 4.5 - Distribuição aproximadas das topologias de velocidade [27].

## 4.5 - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (GIGE)

A máquina de indução com rotor em gaiola (MIRG) funciona como gerador nas situações em que a velocidade angular eléctrica do rotor é superior à velocidade do campo girante estático, ou seja, para deslizamentos,  $s$ , negativos, conforme ilustrado na figura 4.6:

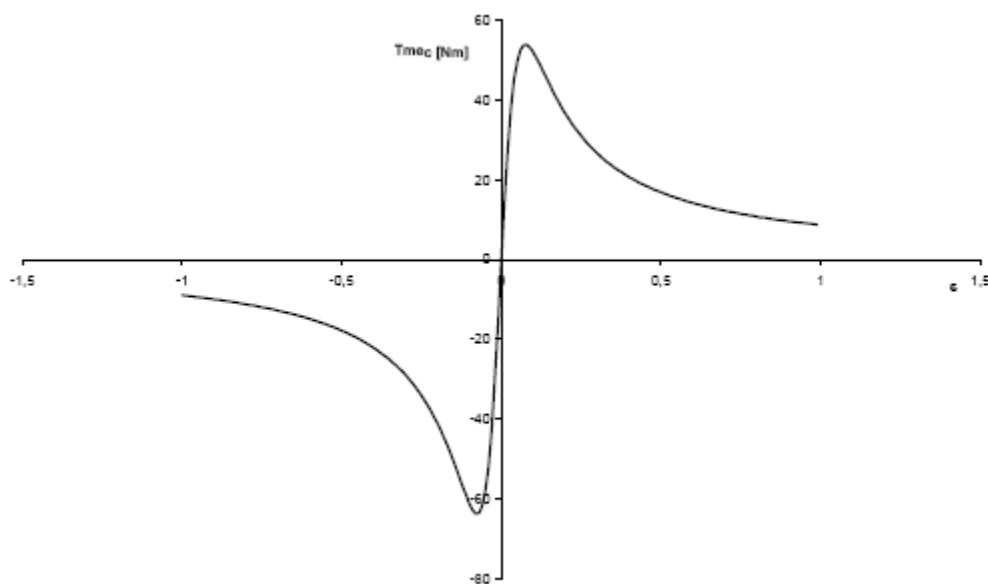


Figura 4.6 - Característica binário velocidade da MIRG.

No modo de funcionamento como gerador, a máquina funciona entre os pontos correspondentes ao escorregamento (aproximadamente) nulo e o correspondente ao valor máximo da intensidade de corrente admissível no estator [48].

No princípio da exploração dos sistemas eólicos para a produção de electricidade, os geradores de indução convencionais foram maciçamente explorados tendo em conta o facto de serem bastante robustos e por apresentarem baixos custos operacionais [48].

Os geradores eólicos compostos por uma máquina de indução ligada directamente à rede eléctrica com compensação de baterias de condensadores é a configuração mais simples e barata disponível no mercado. Tais geradores são classificados como de velocidade fixa e frequência constante, como já afirmado anteriormente. O sistema de geração eólica com um gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo (GIGE) é mostrado na figura 4.7, onde as baterias de condensadores são utilizadas para compensar o factor do GIGE.

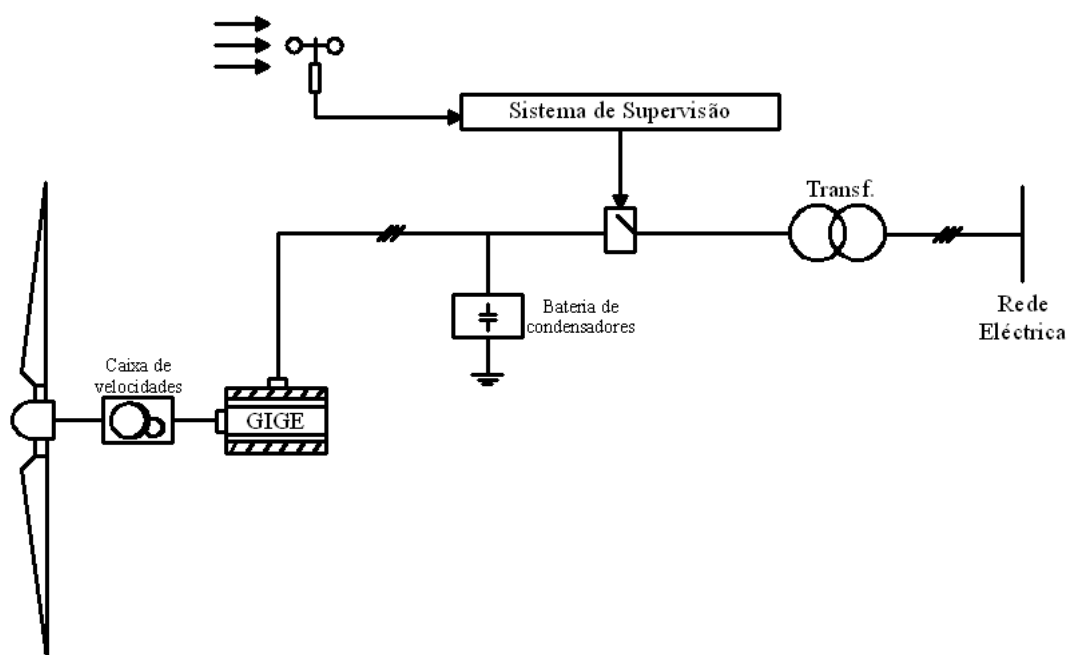
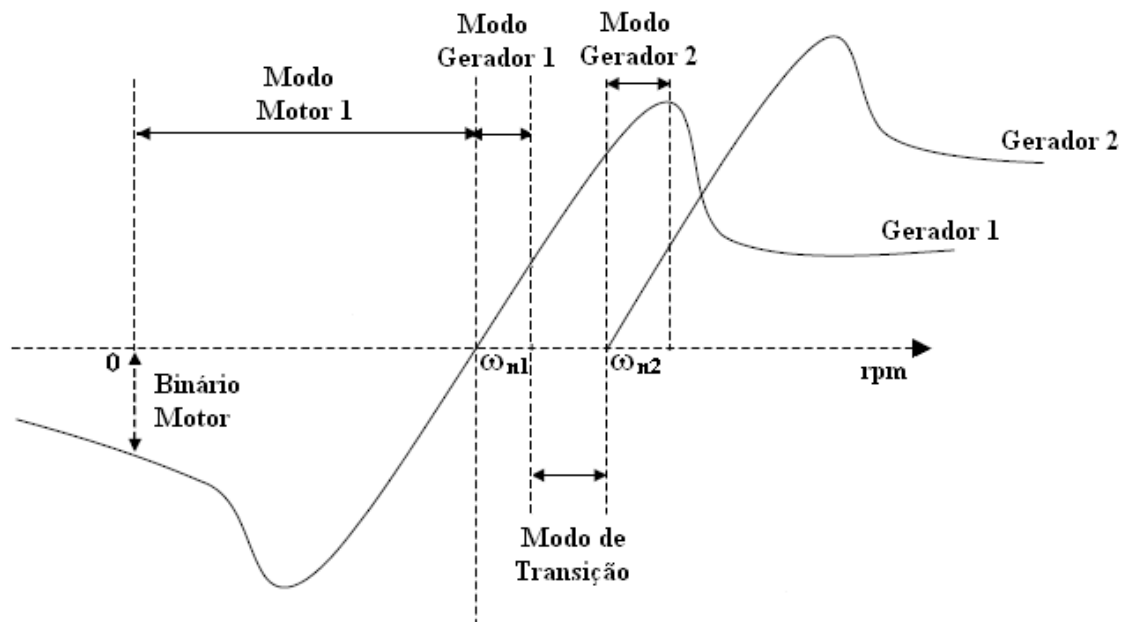


Figura 4.7 - Sistema de Geração Eólica com GIGE.

A operação da turbina eólica em duas velocidades é mostrada na figura 4-2, através da característica binário-velocidade. Este sistema parte com o gerador de menor velocidade (gerador 1), operando no modo motor, ou seja, consumindo potência activa da rede eléctrica. Quando a velocidade do vento aumentar, até que a velocidade do rotor ultrapasse a velocidade síncrona, o gerador 1 passa para o modo gerador e, consequentemente, a turbina eólica começa a enviar potência activa para a rede eléctrica. Se a velocidade do vento continuar aumentando até que o gerador 1 alcance a potência nominal, o gerador 1 é desligado. Caso a velocidade do vento continue a aumentar, a energia do vento continuará a aumentar a velocidade do rotor e a energia do vento é completamente convertida em energia cinética e será armazenada na inércia do rotor. Quando a velocidade do rotor alcançar a velocidade síncrona do gerador de maior velocidade e potência (gerador 2), este será ligado à rede eléctrica e, assim, a turbina eólica passa a gerar energia eléctrica novamente. A transição de um gerador para o outro não é instantânea e, nesta região de transição, a turbina eólica não fornece energia para a rede eléctrica [47].



**Figura 4.8** - Característica do binário - velocidade do rotor para operação com a velocidade.

A diferença entre a configuração com dois geradores e com a mudança de pólos está no processo inicial. Na configuração com dois geradores, o gerador de menor velocidade é projectado para uma potência em torno de 20% da potência nominal da turbina. Dessa forma, a corrente inicial da turbina será, aproximadamente, de 4 a 8 vezes a corrente nominal do gerador de menor velocidade. Sendo assim, a corrente inicial será aproximadamente a corrente nominal do gerador de maior velocidade. Portanto, nesta configuração não é necessário um sistema para limitar a corrente inicial da turbina eólica [44].

Por outro lado, para o caso da troca de pólos, como a potência do gerador não muda entre a operação de baixa velocidade para alta velocidade, a corrente inicial será aproximadamente de 4 a 8 vezes a corrente nominal da turbina. Dessa forma, é necessário um circuito inicial suave para a conexão e a desconexão da turbina eólica com a rede eléctrica [49].

As vantagens deste conceito operando em duas velocidades são a simplicidade, o baixo custo e a robustez. As desvantagens são os elevados esforços dos componentes mecânicos, especialmente na caixa de velocidades e no rotor durante a troca de geradores ou mudança de pólos. Além disso, a energia capturada pela turbina eólica, operando em duas velocidades, é, normalmente, menor que a energia capturada por uma turbina eólica de velocidade variável.

Os fabricantes que produzem turbinas eólicas GIGE, operando em duas velocidades, são NEG Micon, NA Bónus, Repower, Fuhrlander e a Nordex [50].

Devido à importância cada vez maior que a produção eólica têm vindo a assumir no sector eléctrico mundial, é actualmente exigido a estes sistemas de conversão um conjunto de funcionalidades de controlo que não é possível assegurar através de geradores de indução convencionais [12].

As estratégias de controlo que, em geral, são adoptadas neste tipo de tecnologia consistem apenas em estratégias aerodinâmicas que exploram:

- Os perfis das pás da turbina eólica através do controlo stall-passivo visando a protecção do aerogerador durante velocidades extremas de vento. Este controlo, basicamente, é aplicado a Aero geradores convencionais com potência nominais inferiores a 1MW [12].
- A orientação das pás da turbina através do controlo por stall-activo ou controlo de *pitch* de forma a compensar variações da velocidade do rotor, bem como de proteger a integridade física do sistema eólico em elevadas velocidades de vento. Em comum, ambos os controlos são utilizados em aerogeradores com potências nominais iguais ou superiores a 1MW [12].

Um dos principais problemas dos parques eólicos convencionais consiste no significativo consumo de potência reactiva por parte dos aerogeradores de indução, nomeadamente, na fase de recuperação que se segue a um curto-circuito. Apesar da presença de baterias de condensadores utilizadas para compensar parte da potência reactiva solicitada pelo circuito magnético da máquina, estes componentes contribuem muito pouco para atenuar o elevado consumo dessa potência, após a eliminação do defeito, devido à redução da tensão aos terminais do gerador. Neste caso, a potência reactiva requerida pelos aerogeradores torna-se exclusivamente procedente da rede eléctrica [12].

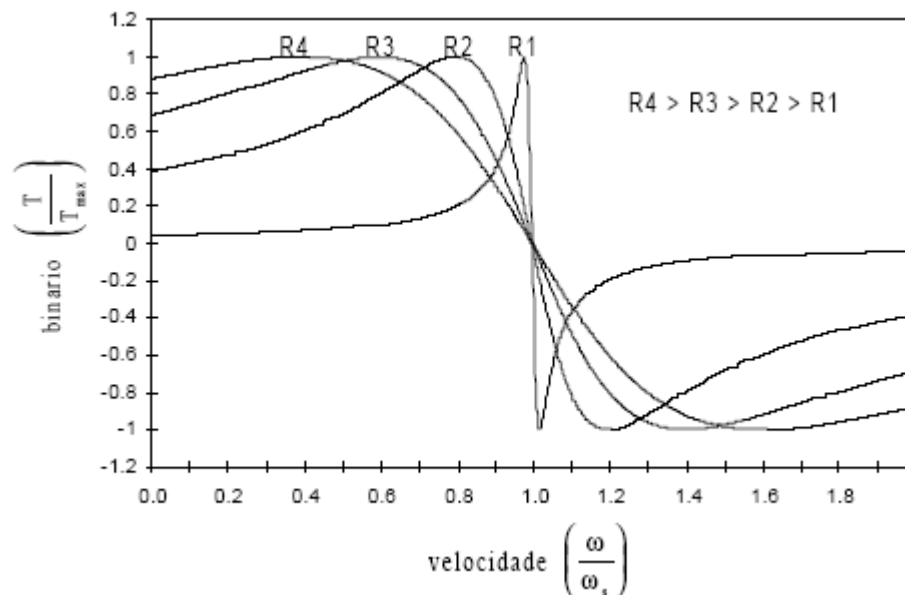
Este facto afigura-se como uma das principais causas da saída de serviço dos parques eólicos convencionais após um curto-circuito devido, principalmente, à actuação da protecção de máximo de velocidade do aerogerador. Isto porque, durante o defeito, a queda de tensão nos terminais do aerogerador assíncrono causa uma abrupta redução do binário electromagnético, originando um aumento do módulo do deslizamento da máquina (velocidade do gerador). Como consequência, resulta uma redução significativa da eficiência do gerador que se traduz em perda de potência activa injectada ao sistema eléctrico. Após a eliminação do defeito, o gerador procede absorvendo potência reactiva da rede eléctrica para suprir seu campo magnético de forma a tentar recuperar a corrente injectada pelo mesmo, e por conseguinte, equilibrar ambos os binários mecânico e eléctrico, retornando, assim, à condição normal de operação [12].

Quanto mais aerogeradores de indução estiverem ligados à rede eléctrica, mais energia reactiva absorverão da mesma. A capacidade do sistema eléctrico em suprir essa energia requerida, a partir de parques eólicos convencionais e salvaguardando os níveis mínimos de tensão exigidos, vai depender do valor da potência de curto-circuito no ponto de interligação dos aerogeradores (envolvendo também a presença dos geradores síncronos na rede) [12].

Tendo em conta estes problemas, foi necessário desenvolver e adoptar tecnologias com níveis de controlo bem mais sofisticados capazes de entregarem à rede eléctrica potências activa e reactiva controladas, beneficiando a estabilidade e o comportamento dinâmico do sistema. Neste cenário, certos tipos de geradores eléctricos, nomeadamente, o gerador síncrono de ímanes permanentes (ou síncronos com excitatriz) e o gerador de indução duplamente alimentado, têm recebido particular interesse no campo da exploração eólica, devido à versatilidade de controlo que apresentam, associada aos dispositivos de electrónica de potência que utilizam. As principais características dessas tecnologias eólicas são abordadas a seguir.

#### 4.6 - Gerador Indução duplamente alimentado (GIDA)

O GIDA é constituído por uma máquina de indução de rotor bobinado. O princípio de funcionamento do GIDA baseia-se na possibilidade de controlar a velocidade de rotação pela variação da resistência do rotor. A figura 4.9 [4] ilustra a alteração das curvas binário / deslizamento da máquina de indução devido à variação de uma resistência ligada em série com a do enrolamento do rotor.



**Figura 4.9** - Curvas características binário - velocidade para diferentes valores de resistência do rotor.

Na figura 4.9 observa-se que, para um dado binário mecânico,  $T$ , é possível variar a velocidade da máquina de indução variando a resistência rotórica. Se em lugar de uma resistência variável, se instalar um sistema de conversão CA/CC/CA ligado ao rotor, é possível extrair potência activa pelo rotor da máquina e assim controlar a velocidade. É este o princípio do aproveitamento da energia de deslizamento nos motores de indução de rotor bobinado [51].

Posto isto, e, dado ao aparecimento e evolução da electrónica de potência, foi possível incorporar um sistema de recuperação da energia de deslizamento, anteriormente perdida no circuito do rotor, e reenviá-la para a rede através de um conversor de potência AC/DC/AC, continuando a ser possível controlar a velocidade.

Para deslizamentos negativos, até se atingir a corrente nominal do estator da máquina, a potência extraída pelo rotor da máquina é controlada por forma a otimizar a velocidade específica da ponta da pá do rotor,  $\lambda$ , e assim maximizar o valor do coeficiente de potência,  $C_p$ , da turbina.

Para deslizamentos negativos, superiores (em módulo) àquele em que a intensidade da corrente no estator atinge o valor nominal, a potência activa no estator e no rotor permanecem constantes [51].

Este princípio do controlo da velocidade por aproveitamento da energia de deslizamento, leva a que esta máquina possa funcionar como gerador para deslizamentos positivos. De forma a garantir este modo de operação, torna-se necessário fornecer potência activa ao rotor [4].

O trânsito de potência é analisado tendo em conta o ponto de funcionamento da máquina. Este é fundamentalmente caracterizado pela velocidade e pelas potências nesse momento.

Assim em operação hipersíncrona, onde a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade angular síncrona ( $s < 0$ ), a potência activa do rotor pode ser aproveitada e entregue à rede. O contrário para velocidades hipossíncronas ( $s > 0$ ) o rotor consome potência a partir da rede. Esta máquina é capaz de funcionar nos quatro quadrantes, ou seja, como motor ou gerador e recebendo ou gerando potência pelo rotor. Esta situação de funcionamento é ilustrada na figura 4.10:

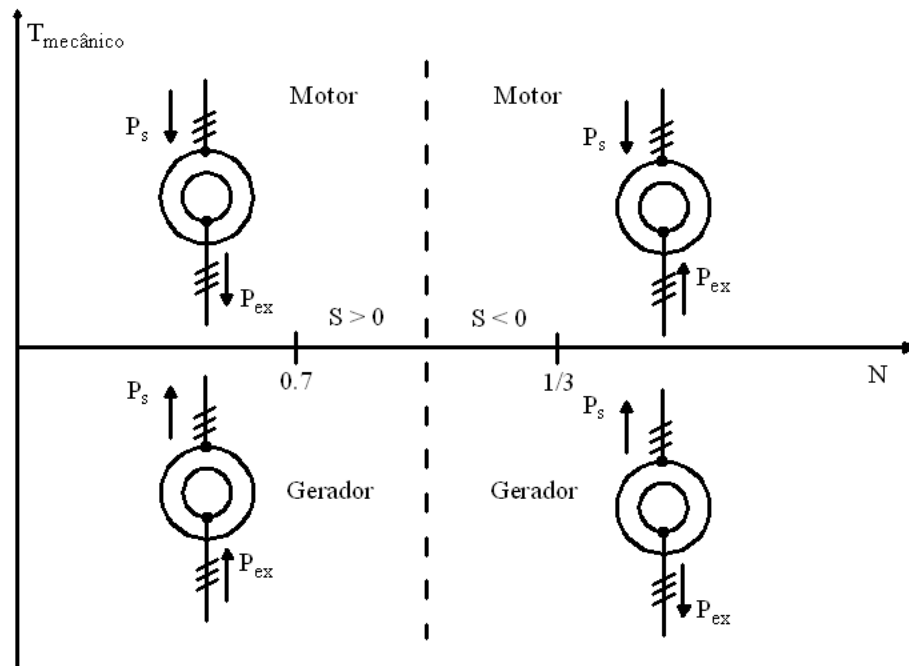


Figura 4.10 - Esquema do fluxo de potência na máquina duplamente alimentada.

No entanto, devido ao aerogerador ser controlado para operar com velocidade variável e dependendo da filosofia de controlo adoptada, as potências activas do estator e rotor equilibram-se, de tal forma que a potência activa total resultante e entregue à rede corresponda a potência máxima extraída da turbina eólica [12].

O estudo da máquina de indução duplamente alimentada com deslizamentos positivos não foi alvo de estudo neste trabalho, pode-se encontrar informação relevante sobre este modo de funcionamento nos documentos [46] [51].

A figura 4.11 ilustra a característica  $C_p(v)$  para turbinas de velocidade fixa (vf) e de velocidade variável (vv).

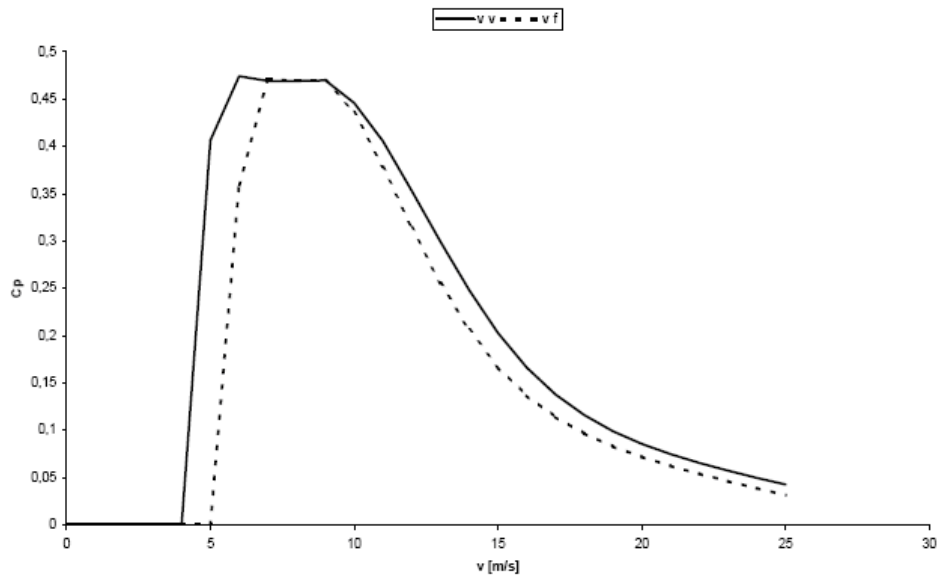


Figura 4.11 - Característica  $C_p(v)$  para turbinas de velocidade fixa (vf) e de velocidade variável (vv).

Na figura 4.12 mostram-se as características da potência mecânica em função da velocidade do vento para os mesmos tipos de turbinas, sujeitas à mesma velocidade do vento incidente.

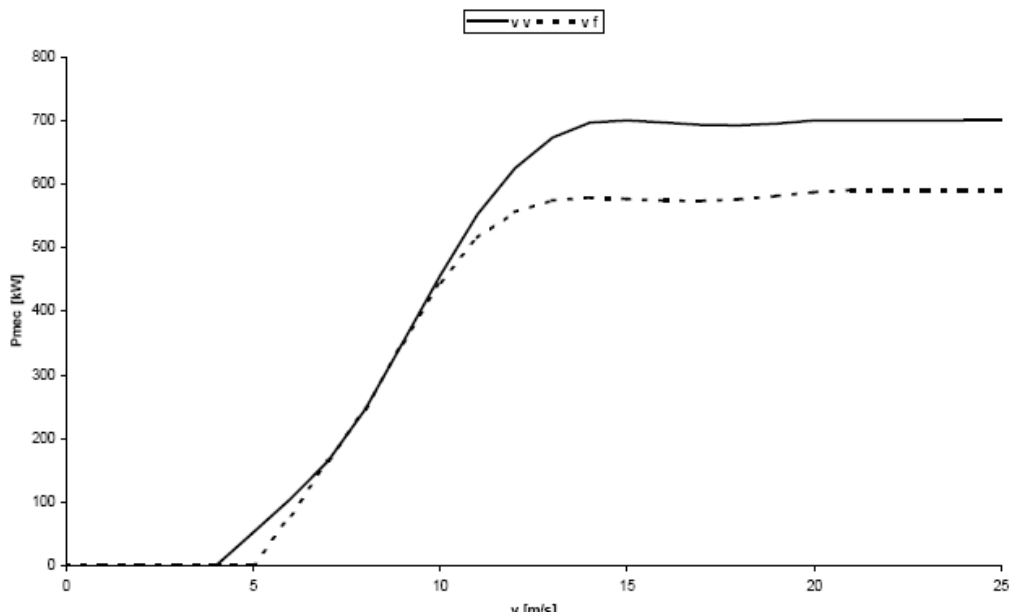


Figura 4.12 - Característica  $P_{mec}(v)$  para turbinas de velocidade variável (vv) e explorada a velocidade fixa (vf).

A figura 4.11 e 4.12 ilustram as vantagens de explorar uma turbina a velocidade variável: a potência mecânica disponível para a conversão em potência eléctrica é claramente superior, quer na zona das mais baixas velocidades quer nas das mais elevadas velocidades de vento [51].



A figura 4.13 ilustra as potências activas no estator,  $P_s$  (vv), no rotor,  $P_r$ , e total  $P_t(vv)=(P_s-P_r)$  de uma GIDA explorado a velocidade variável e a potência activa no estator,  $P_s$  (vf), da GIRG de velocidade constante.

A análise da figura 4.13 permite a identificação de três zonas na característica potência - velocidade de rotação da GIDA: uma zona abaixo da velocidade de sincronismo em que é fornecida potência activa ao rotor da máquina; uma zona próximo da velocidade de sincronismo em que o trânsito de potência activa no rotor da máquina é praticamente nulo; uma zona, a partir de cerca de 1512 rpm, em que a máquina fornece potência activa à rede pelo estator e pelo rotor. Estas zonas que se observam na Figura 4.12 são típicas nos geradores eólicos equipados com GIDA correntemente comercializados [51].

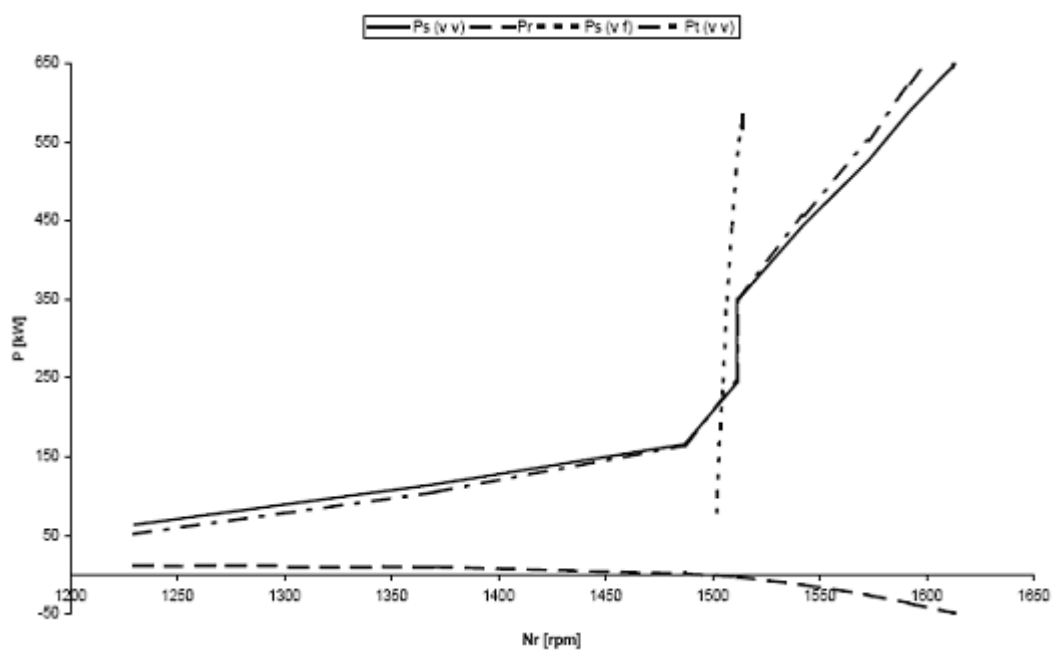


Figura 4.13 - Potência activas das MIRG (vf) e MIDA (vv) em função da velocidade do rotor.

Como afirmado anteriormente, o GIDA é baseado em máquinas de indução de rotor bobinado. O estator da máquina é ligado directamente à rede eléctrica e o rotor é alimentado através de dois conversores de potência e de um transformador elevador, como ilustra a figura 4.14.

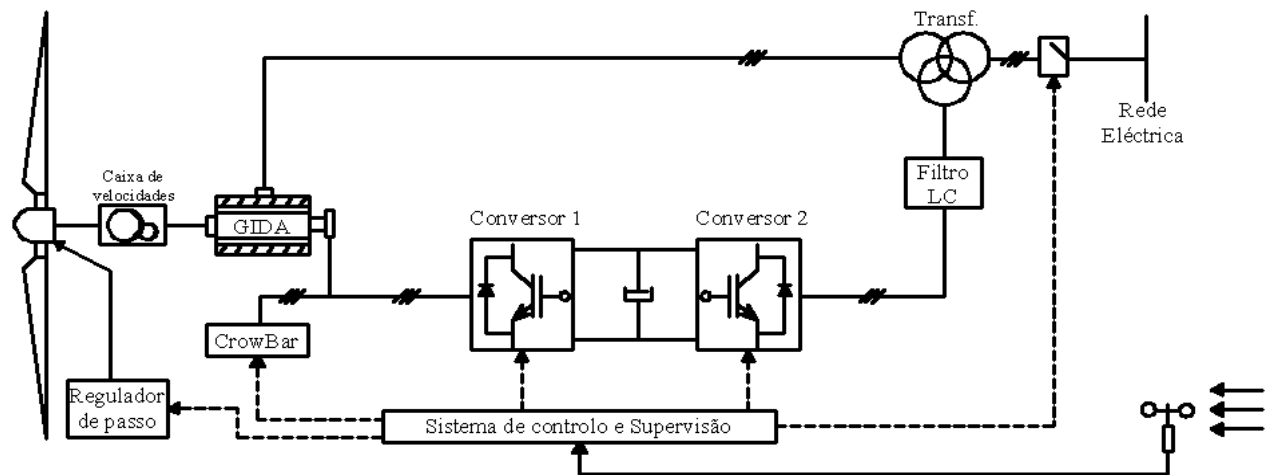


Figura 4.14 - Sistema de geração eólica com GIDA.

Os conversores CA/CC/CA que interligam o rotor da máquina à rede, através do transformador elevador, são pontes conversoras a seis pulsos equipadas com transístores bipolares de porta isolada (IGBT's) com um sistema de comando por modulação da largura do impulso (PWM). O princípio de funcionamento do sistema de controlo PWM dos conversores permite impor uma forma de onda alternada sinusoidal com frequência, amplitude e fase ajustáveis aos terminais de corrente alternada dos conversores. Esta propriedade do sistema PWM permite dispensar a utilização de baterias de condensadores na grande maioria dos casos. Tipicamente os fabricantes asseguram um controlo do factor de potência entre cerca de 0.9 indutivo e cerca de 0.9 capacitivo aos terminais da máquina.

O sistema de controlo dos conversores CA/CC/CA visa assegurar a maximização do valor do coeficiente de potência,  $C_p$ , da turbina, na região da característica  $P(v)$  em que a potência não é controlada. Adicionalmente, o sistema de controlo destes conversores mantém um dado valor do factor de potência no ponto de interligação da GIDA com a rede de energia eléctrica [51].

Na região de potência controlada da característica  $P(v)$  da turbina, o controlador do sistema de conversão CA/CC/CA mantém constante a potência total extraída pelo estator e rotor da máquina, sendo complementado pelo sistema de controlo do ângulo de passo das pás do rotor [51].

Posto isto o GIDA tem sido amplamente utilizado em turbinas eólicas ligadas directamente à rede eléctrica, principalmente por permitir a operação em velocidade variável através da colocação do sistema de conversão CA/CC/CA no circuito rotórico. A razão para se introduzir um conversor no circuito rotórico é a reduzida potência deste conversor, tipicamente  $\frac{1}{4}$  da potência nominal do gerador [46].

Isto deve-se ao facto do conversor controlar apenas a potência de deslizamento do rotor, ou seja, a potência do conversor depende directamente da faixa de variação da velocidade do rotor com relação a velocidade síncrona do gerador e da potência reactiva necessária para magnetizar o gerador.

Normalmente, para uma faixa de variação de velocidade de aproximadamente 10% é necessário um conversor com 30% da potência nominal do gerador, para controlar a potência activa e reactiva fornecida pela turbina eólica à rede eléctrica [52].

O conversor 2 (ver figura 4.14), está ligado à rede e opera com a frequência do sistema eléctrico (50Hz), impondo, assim, a frequência de saída do GIDA. Em geral, este conversor controla a tensão continua aos terminais do condensador do subsistema de corrente continua e controla o factor de potência no ponto comum aos circuitos do rotor e estator [52].

O conversor 1 (ver figura 4.14), ligado ao rotor, opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do gerador. Praticamente, este dispositivo é quem controla o GIDA, injectando tensões ou correntes controladas no rotor da máquina eléctrica a partir de estratégias de controlo pré-definidas [12].

Se o gerador é rapidamente desligado da rede eléctrica, por exemplo, quando acontece uma falha, uma elevada corrente acorrerá no circuito estatórico e estas irão induzir altas tensões no circuito estatórico. Para prevenir isso, um circuito de protecção contra sobre-tensões deve ser colocado no rotor. Este circuito é denominado de crow-bar [53].

Actualmente, na maioria dos casos, os conversores estáticos utilizados são constituídos por IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistor), como já afirmado, o que permite a operação nos quatro quadrantes e, por conseguinte, obter uma maior controlabilidade do fluxo de potência reactiva trocado entre os conversores, o gerador e a rede eléctrica [44].

Esta configuração permite a adopção de uma grande diversidade de estratégias de controlo [44] [46] [41]. Contudo, o objectivo de todas as estratégias passa pelo melhoramento do desempenho energético do sistema para baixos valores de velocidade do vento e um suporte capaz de fornecer potência reactiva para a máquina.

Contudo, o uso de geradores de indução com dupla alimentação em parques eólicos, do ponto de vista energético, é principalmente baseado na possibilidade de modificar o coeficiente de potência  $C_p$  para baixos valores de velocidade de vento através da variação da velocidade do rotor. O coeficiente de potência da turbina eólica depende da relação linear de velocidade  $\lambda$ . Assim, quando a velocidade do vento diminui, é possível modificar a velocidade do rotor através do controle da tensão aplicada pelo conversor C1, modificando a relação linear de velocidade, de forma a maximizar o coeficiente de potência. Com isso, melhora-se o desempenho energético do gerador eólico. No caso de valores elevados de velocidade do vento, a velocidade do rotor é mantida constante e o excesso de potência mecânica existente nas forças do vento é dissipado pelo controle de ângulo de passo. Isso diminui a potência dos conversores, tornando o controlador mais barato.

Como principais vantagens que as turbinas eólicas equipadas com GIDA apresentam, registam-se, reduzida potência dos conversores de potência do circuito rotórico, consequentemente diminuindo o custo do sistema e a alta eficiência do sistema, devido à diminuição das perdas do conversor [46].

Por outro lado, as desvantagens deste residem na necessidade de uma manutenção periódica, devido à utilização de escovas no circuito rotórico, a operação deste sistema que é dependente das características da rede, devido à conexão directa do estator à rede eléctrica, e a necessidade de caixa de velocidades.

Actualmente, os principais fabricantes que produzem turbinas eólicas com GIDA são a Vestas, DeWind, Ge Wind Energy, Fuhrlader, Nordex AG, Pfleiderer, Repower e NeG Micon. Principalmente para potência acima de 1,5 MW.

## 4.7 - Gerador Síncrono com Rotor Bobinado (GSRB)

Os geradores síncronos de pólos salientes e rotor bobinado (GSRB) têm-se destacado e vêm obtendo o seu espaço na energia eólica devido, principalmente, ao facto de permitirem a eliminação da caixa de velocidades através da utilização de geradores síncronos com elevado número de pólos, permitindo operar a baixas velocidades de rotação. Desta forma, permitindo a ligação directa do rotor da turbina eólica ao gerador. O gerador síncrono encontra-se ligado à rede através de um sistema de conversão CA/CC/CA, já que a frequência das grandezas estatóricas (idêntica à frequência angular de rotação do rotor) é diferente da frequência da rede eléctrica. O conversor de frequência deve ser projectado para a potência nominal do gerador para poder transferir toda a potência à rede eléctrica, conforme mostrado na figura 4.15. Este sistema permite a operação da turbina em velocidade variável. Além disso, o conversor irá actuar como um armazenador das flutuações de potência gerada pelas variações da velocidade do vento. Na figura 4.15, também se pode ver o circuito de excitação; este controla o binário electromagnético do gerador, enquanto que o inversor controla a potência activa e reactiva enviadas pelo sistema à rede eléctrica. A potência do circuito de excitação é na faixa de 0.5% da potência nominal do gerador [54].

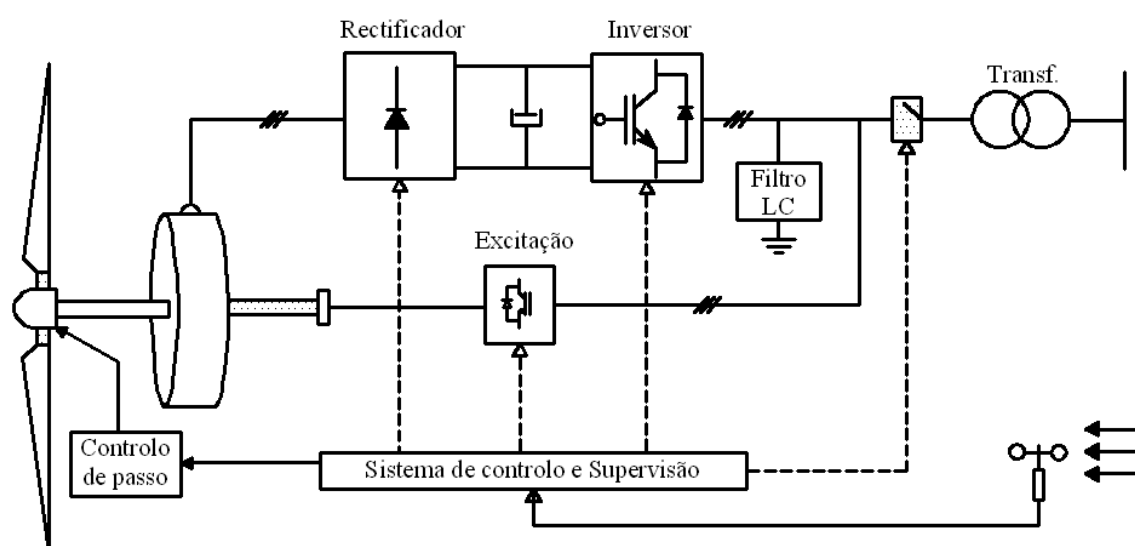


Figura 4.15 - Sistema de geração eólica com GSRB.

Os geradores eólicos deste tipo não possuem caixa de velocidades, como já afirmado, pelo que a velocidade mecânica de rotação do rotor é idêntica à velocidade de rotação da

turbina. Tipicamente, a velocidade de rotação da turbina (e do rotor da máquina síncrona) varia entre 17 rpm e 36 rpm, pelo que a máquina possui um número elevado de pares de pólos (32 nalgumas instalações existentes). O estator da máquina é hexafásico e encontra-se ligado a dois sistemas de conversão CA/CC/CA independentes. O paralelo entre os dois sistemas de conversão é efectuado à saída dos conversores CC/CA (conversores de rede) que se encontram ligados ao transformador elevador [51].



Figura 4.16 - Estator e rotor de um GSRB [35].

Cada um dos conversores CA/CC ligados ao gerador (conversores de gerador) é constituído por uma ponte conversora a seis pulsos equipados com tiristores. Estes funcionam com um ângulo de disparo constante [51].

A tensão contínua aos terminais do condensador colocado em paralelo na ligação em corrente continua tem de ser regulada para um valor constante. Contudo, para valores baixos da velocidade do rotor, o sistema de excitação da máquina síncrona não tem capacidade para assegurar aquele valor, sendo necessário recorrer a “*chopper*” (conversor CC/CC) instalado entre o conversor do gerador e o condensador, o qual é desligado quando a velocidade do rotor excede um determinado valor [51].

O conversor de rede é constituído por uma ponte conversora a seis pulsos equipada com IGBT's, com um sistema de comando por modulação da largura do impulso (PWM). Este conversor controla a potência activa injectada na rede e o factor de potência. O controlo de potência activa no conversor de rede permite a impossibilidade de um binário electromagnético (resistente) ao gerador, tornando assim possível o controlo da velocidade de rotação do grupo turbina eólica - gerador, por forma a obter a velocidade específica da ponta da pá óptima,  $\lambda$ , para cada valor da velocidade de vento [51].

As vantagens do conceito da turbina eólica com GSRB são: (i) a operação em velocidade variável, sendo a sua performance superior a baixas velocidades do vento, pelo que deste modo, a energia produzida pode ser mais bem explorada; (ii) a eliminação da caixa de velocidades diminui os custos e as perdas mecânicas; (iii) ligação à rede eléctrica é mais suave, as flutuações de potência são menos acentuadas, pois o conversor permite que as

perturbações na turbina não sejam completamente transferidas para a rede eléctrica e, por outro lado, que as perturbações na rede eléctrica não sejam completamente transferidas para a turbina eólica; (iv) Não consomem energia reactiva.

As desvantagens deste conceito de gerador, são: (i) para incorporar um elevado número de pólos é necessário um grande diâmetro do gerador, o que resulta num gerador de elevado peso. Pode ser uma desvantagem uma vez que o gerador é colocado no topo da torre; (ii) a necessidade de conversor adicional para a excitação do gerador; (iii) Apresenta um custo mais elevado e menor robustez (iv) Poucos fabricantes para este tipo de tecnologia, sendo a sua manutenção minuciosa e apenas assegurada pelo fabricante.

## 4.8 - Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (GSIP)

O gerador síncrono de ímanes permanentes (GSIP), denominado na literatura anglo-saxónica como “Direct Drive Permanent Magnet Synchronous” (DDPMSG), tem vindo a destacar-se em virtude da sua propriedade de auto-excitação, o que permite uma operação num alto factor de potência e uma elevada eficiência, obtendo bons resultados na energia eólica.

Neste tipo de concepção, o gerador não possui caixa de velocidades o que implica que o gerador seja de pólos salientes e com elevado número de pólos de forma a compensar a baixa velocidade com que opera, devido a estar directamente conectado à turbina eólica, conforme ilustra a figura 4.17. Uma vez que a caixa de velocidades é eliminada nesta topologia, há uma variedade de benefícios, como o melhoramento da eficiência, a redução do peso do aerogerador e a redução de níveis de ruído e de custos associada à manutenção regular deste componente.

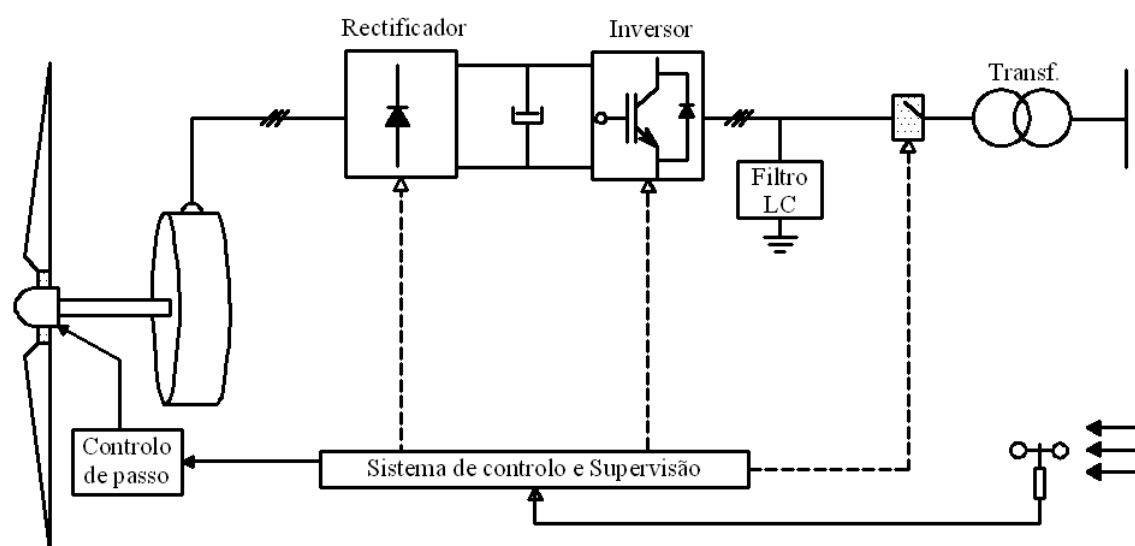


Figura 4.17 - Sistema de geração eólica com GSIP.

Nesta topologia, o rotor do gerador eléctrico é excitado por ímanes permanentes, opera em velocidade variável, recorrendo ao uso de controlo de pitch ou stall-activo para ajuste dos

ângulos das pás da turbina de forma a captar a máxima energia do vento, A potência máxima extraída é então transferida para o sistema eléctrico a partir de uma configuração em cascata CA-CC-CA de conversores electrónicos que interliga o estator do gerador à rede eléctrica. O conversor ligado ao sistema eléctrico, além de fixar a frequência eléctrica de saída do gerador consoante a frequência da rede (Hz), fornece também capacidade de potência reactiva e de tensão [12].

O gerador de ímanes permanentes, além do seu carácter síncrono, apresenta um rendimento e um factor de potência elevados, o que pode tornar a sua exploração economicamente viável, compensando assim, o investimento inicial, que através da vulgarização dos materiais magnéticos permanentes, tende a diminuir.

Como gerador isolado, já com centenas de kW, apresenta vantagens relativamente ao gerador de indução, na medida em que se torna menos exigente em termos da correcção do factor de potência. Nos aproveitamentos eólicos, porque dispõem de suficiente flexibilidade construtiva, podem ser accionados a velocidades reduzidas, permitindo eliminar a caixa de velocidades, o que se traduz numa redução do peso e ruído e num aumento do rendimento e da fiabilidade do sistema.

A eliminação das perdas Joule no rotor, em regime de funcionamento permanente, faz com que as máquinas de ímanes permanentes apresentem rendimentos superiores às máquinas de indução equivalentes. Estudos realizados demonstram que as máquinas de ímanes permanentes permitem uma redução das perdas da ordem dos 25% relativamente às de indução [38].

A máquina síncrona de ímanes permanentes apresenta uma configuração semelhante à de uma máquina síncrona convencional, com as vantagens da ausência do sistema indutor clássico, com anéis e escovas, o que as torna mais fiáveis, de maior rendimento e com custos de manutenção menores. Do ponto de vista estrutural, são caracterizadas por uma simplicidade similar às máquinas de indução [38].

Relativamente às máquinas síncronas convencionais, a maior desvantagem das máquinas de ímanes permanentes reside na falta de controlo da tensão nos seus terminais e do factor de potência. Nas máquinas de ímanes permanentes não é possível exceder um controlo nestas características de um modo tão expedito, embora se tenham realizado algumas tentativas que envolvem a variação da espessura do entreferro ou através do estabelecimento magnético do paralelo de ímanes. Devido a esta limitação, as máquinas de ímanes permanentes não têm sido consideradas na conversão de energia nas centrais hidroeléctricas, embora em aplicações de pequena/média potência concorram com os sistemas convencionais, recorrendo a dispositivos de comutação electrónica.

Uma desvantagem desta topologia é que os materiais magnéticos são sensíveis à temperatura, o íman pode perder as suas qualidades magnéticas em altas temperaturas, durante uma falha, por exemplo. Por isso, a temperatura do rotor num GSIP deve ser supervisionada e muitas vezes um sistema de arrefecimento é necessário.

Por outro lado, devido os conversores estarem presentes na saída do aerogerador, é necessário dimensioná-lo de acordo com a potência nominal do conjunto turbina/gerador o que, usualmente, encarece bastante o tipo de tecnologia. Um outro problema está relacionado ao grande diâmetro do gerador eléctrico devido ao elevado número de pólos, que complica o transporte destes geradores. O fabricante Zephyros dispõem de GSIP com potências nominais de 1,5 ou 2 MW, que representa cerca de 4 metros de diâmetro. Já a Enercon dispõem de um protótipo com capacidade nominal de 4,5 MW, com um diâmetro na ordem dos 10 metros, este é fabricado em segmentos de forma a ser transportado separadamente. Exemplos de outros fabricantes que utilizam esta tecnologia: Lagerwey, WinWind, Multibrid e Vensys.

Neste momento, para geradores de grande porte, o preço dos GSIP não é atractivo para competir. Mas, para baixas potências, isto é, na micro-eólica, o GSIP é o gerador eleito.

Na tabela 4.1, são apresentadas comparações das três topologias que actualmente são utilizadas em Portugal, expondo os pontos positivos (+) e negativos (-) de cada uma.

**Tabela 4.1 - Comparação das diferentes topologias [40].**

		GIGE	GIDA	GSRB
Custo, Tamanho e Peso		+	+/-	-
Adaptação à rede de 50Hz e 60Hz		-	-	+
Ruído		-	+	+
Rendimento energético	Variação de velocidade	-	+	+
	Caixa de velocidades	-	-	+
	Gerador	+	+	-
	Conversores	+	+/-	-
Fiabilidade e manutenção	Escovas	+	-	- (PM: +)
	Caixa de velocidades	-	-	+
	Cargas mecânicas	-	+	+
	Complexidade	+	-	-
Qualidade da potência	Flicker	-	+	+
	Controlo de tensão	-	+	+
	Harmónicos	+	-	-
Falhas da rede	Falhas de corrente	+	+	+/-
	Colocação em serviço	-	+	+

## 4.9 - Conclusões

Das topologias apresentas neste capítulo, o conceito com GIGE (gerador indução com rotor em gaiola de esquilo) operando com duas velocidade; o conceito do GSRB (gerador síncrono de rotor bobinado) sem caixa de velocidades e o conceito GIDA (gerador duplamente alimentado) são os mais utilizados pela maioria dos fabricantes actualmente. Destas três topologias ainda não se tem uma resposta sobre qual é o melhor para a aplicação na energia eólica, pois cada um tem as suas vantagens e desvantagens. Uma tendência clara é que, para



turbinas eólicas com potências superiores a 1,5 e 2 MW, o conceito GIGE tende a não ser utilizado.

As vantagens que o gerador de indução de gaiola de esquilo apresenta, já não são suficientes para que este seja o eleito na energia eólica, muito por culpa da electrónica de potência, e os seus custos baixarem. Posto isto, e pela utilização de sistemas mais sofisticados, os geradores de futuro para potências superiores a 2 MW passam pelo gerador de indução duplamente alimentado e pelo gerador o síncrono de rotor bobinado.

Devido à crescente utilização dos geradores de ímanes permanentes na micro-eólica, as suas características de funcionamento têm evoluído, bem como a vulgarização dos ímanes e o consequente abaixo dos preços, prevê-se que a longo prazo estes venham a competir com os tradicionais geradores de indução de rotor em gaiola utilizados nas instalações de média potência.



# Capítulo 5

## Actividade Experimental

### 5.1 - Introdução

Os principais atractivos da máquina assíncrona (ou de indução) na geração de energia eléctrica é o seu baixo custo, a sua simplicidade e a sua robustez, quando comparada com o gerador síncrono. A baixa experiência de operação das máquinas assíncronas no funcionamento como gerador levou, durante muitos anos, a que o gerador síncrono fosse o eleito.

Hoje em dia, a situação é diferente, dada a experiência entretanto adquirida do funcionamento da máquina assíncrona como gerador em aproveitamentos eólicos. Apesar disso, o funcionamento da máquina de indução como gerador é ainda muito pouco abordado na literatura técnica. Ele também é estudado com menor profundidade nas licenciaturas, onde aquele modo de funcionamento é tratado como extensão da análise, mais detalhada, que é feita para motores de indução. Por isso, a proposta apresentada pelo o orientador para o estudo experimental da máquina assíncrona enquanto gerador, revelou-se pertinente e desafiador. Ela revelou-se também extremamente interessante e importante para o autor desta dissertação, que assim viu alargados e aprofundados os conhecimentos que possuía, à data do início do trabalho, sobre a matéria.

A abordagem seguida consistiu na realização sistemática de ensaios laboratoriais sobre uma máquina de indução de rotor em gaiola de esquilo, ensaios totalmente realizados no laboratório de Máquinas Eléctricas I da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Foram explorados os modos de funcionamento como gerador isolado (auto-excitado) e ligado à rede, em regime permanente, tendo-se realizado os ensaios indicados na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Ensaios realizados no laboratório de Máquinas Eléctricas.

Ensaio	Modo de Funcionamento	Descrição
1	Gerador Isolado - Em vazio	O gerador encontra-se ligado apenas à bateria de condensadores, de forma a obter as curvas de excitação para diferentes velocidades de rotação.
2	Gerador Isolado - Em carga, sem regulação de tensão	O gerador alimenta três regimes de carga e factores de potência. A tensão gerada inicialmente foi calculada consoante a frequência. A finalidade é verificar o comportamento da tensão sem actuar na bateria de condensadores.
3	Gerador Isolado - Em carga, com regulação de tensão	Os procedimentos deste ensaio são os mesmos do anterior, excepto no que respeita à tensão que se encontra a valor constante, actuando na bateria de condensadores.
4	Gerador em paralelo com a rede - Sem compensação do factor de potência	O gerador funciona em paralelo com a rede sem compensação do factor de potência, com a finalidade de verificar os fluxos de potência com o aumento da velocidade.
5	Gerador em paralelo com a rede - Com compensação do factor de potência	Neste ensaio, os procedimentos foram os mesmos do anterior, diferindo apenas na bateria de condensadores que é regulada para diferentes valores de capacidade, de forma a compensar o factor de potência.
6	Gerador em paralelo com a rede - Regulação do factor de potência	O ensaio permite regular o factor de potência, para um valor constante, através da bateria de condensadores. Uma vez que a tensão e a frequência são impostas pela rede a bateria de condensadores apenas altera o fluxo de potência reactiva.

Os objectivos deste capítulo passaram pelo estudo do gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo operando isoladamente e ligado à rede, adquirindo assim, através da análise experimental, um conhecimento que caracteriza o funcionamento da máquina de indução como gerador.

## 5.2 - Caracterização laboratorial

Para o funcionamento da máquina como gerador, utilizou-se, para, uma máquina primária, um motor de indução alimentado através de um conversor de frequência, permitindo assim, variar a velocidade de rotação.

Para que as condições de ensaio do gerador fossem as adequadas, foi necessário instalá-lo numa plataforma de ensaio, fixando-o numa calha apropriada. O acoplamento entre a máquina primária e o gerador exigiu o correcto ajuste da altura dos veios, bem como o

perfeito alinhamento dos mesmos. As características da máquina primária e do gerador são apresentadas na seguinte tabela:

Tabela 5.2 - Características da máquina primária.

Máquina Primária (MP)	
Motor de indução trifásico	
Fabricante: EFACEC - BF 132 54 4	
U=380V; ligação em estrela / I=13,0A	
P=5,5kW / $\cos \varphi = 0.79$ (i)	
n = 1430 rot/min / f = 50Hz	

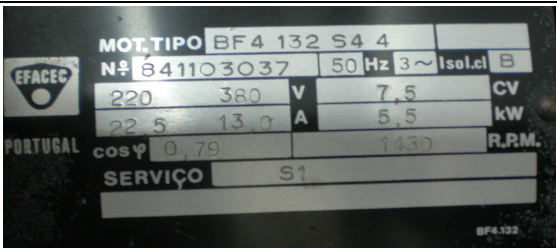
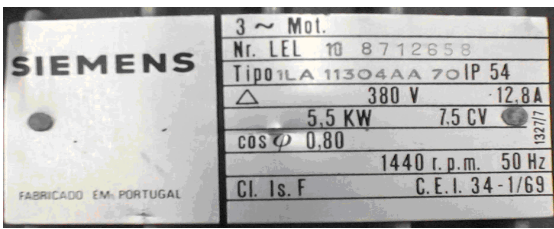


Tabela 5.3 - Características do gerador de indução.

Gerador de Indução	
Motor de indução trifásico	
Fabricante: SIEMENS -1LA 11304AA 70	
U=380V; ligação em estrela / I=12,8A	
P=5,5kW / $\cos \varphi = 0.80$ (i)	
n = 1440 rot/min / f = 50Hz	



Depois desta operação, e com o decorrer dos ensaios, utilizaram-se alguns equipamentos, nomeadamente os indicados na tabela 5.4:

Tabela 5.4 - Principais equipamentos usados nos ensaios.

Quantidade	Descrição	Características
1	Variador de frequência (controle da velocidade de rotação da MP)	CFW 08, converter inverter, WEG
3	Baterias de condensadores (excitação do gerador)	Potência: 4 kVar Monofásico: 230 V Trifásico: 230 V Trifásico: 400 V
1	Carga Resistiva	Potência: 4 kW Monofásico: 230 V Trifásico: 230 V Trifásico: 400 V
1	Carga Indutiva	Potência: 4 kVar Monofásico: 230 V Trifásico: 230 V Trifásico: 400 V
1	Carga Capacitiva	Potência: 4 kVar Monofásico: 230 V Trifásico: 230 V Trifásico: 400 V
1	Analizador de Potência	Norma AC Power Analyzer D 5255 M
1	Sincronoscópio	Equipado com 3 lâmpadas incandescentes e um interruptor que permite efectuar o paralelo com a rede. Marca: "Iduca"

Para além destes equipamentos, também se utilizaram os aparelhos normalmente empregues neste tipo de ensaios, tais como voltímetros, amperímetros e wattímetros.

### 5.3 - Princípio de Funcionamento

O funcionamento de um gerador de indução pode ser descrito a partir do funcionamento do motor de indução. Este baseia-se no princípio de indução electromagnética. A passagem dum sistema trifásico de correntes eléctricas alternadas pelo enrolamento também trifásico, uniformemente distribuído, localizado na periferia interior do estator, origina um campo magnético girante, que roda no espaço do entreferro à velocidade de sincronismo:

$$n_s = \frac{60f}{p} \quad (5.1)$$

Este campo magnético irá induzir um sistema polifásico de forças electromotrizes alternadas no enrolamento do rotor, que, consequentemente, cria nele um sistema polifásico de correntes. Este sistema de correntes rotóricas gera, por sua vez, um campo magnético, também girante, que tende a seguir o movimento do campo estatórico. No fundo, formam-se dois campos síncronos entre si, um com origem no estator e, o outro, no rotor, cuja interacção provoca o movimento do veio.

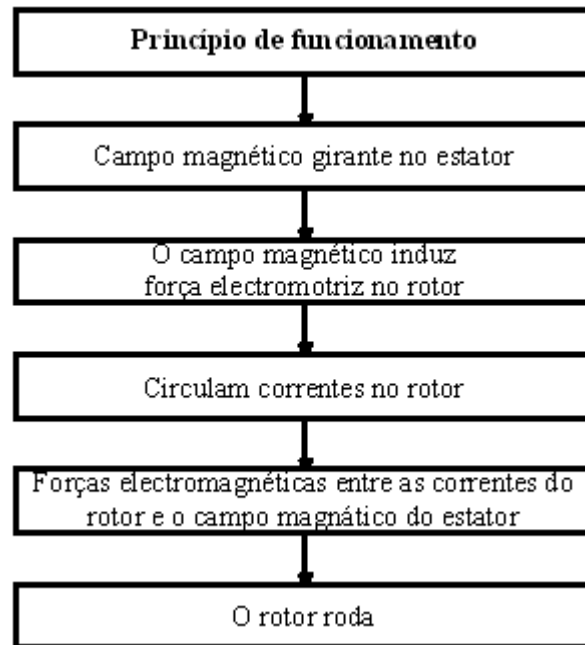


Figura 5.1 - Princípio de funcionamento de um motor de indução trifásico.

Durante o funcionamento do motor de indução trifásico o rotor roda com uma velocidade ligeiramente inferior à velocidade do campo magnético girante, e com uma diferença que depende dos binários de carga no veio do motor. Assim, o motor de indução trifásico é uma Máquina Eléctrica Assíncrona.

### 5.3.1 - Deslizamento rotórico

De acordo com o princípio de funcionamento, em regime permanente, o rotor vai girar à velocidade  $n_r$ , que é inferior à rotação síncrona  $n_s$  do campo girante que se faz sentir no entreferro. Obviamente que, para  $n_s = n_r$ , não haverá qualquer f.e.m. nem correntes induzidas no circuito rotórico, e como tal, não será desenvolvido binário. A grandeza que relaciona a velocidade de rotação do rotor com a velocidade do campo magnético estatórico designa-se por deslizamento e exprime-se geralmente em valor relativo:

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (5.2)$$

onde  $\omega_s$  e  $\omega_r$  são as velocidades angulares correspondentes a  $n_s$  e  $n_r$ , respectivamente.

O deslizamento é muito baixo quando o motor está em vazio e vai subindo à medida que a carga aumenta.

Para que o motor de indução opere como gerador é necessário aumentar a velocidade do rotor até que esta supere a velocidade síncrona do motor, que depende do seu número de pólos e da frequência aplicada, (ver equação 5.1).

Uma máquina assíncrona apresenta semelhanças com um transformador (com um enrolamento secundário rotativo), podendo ser modelada por um esquema equivalente por fase e referido ao estator:

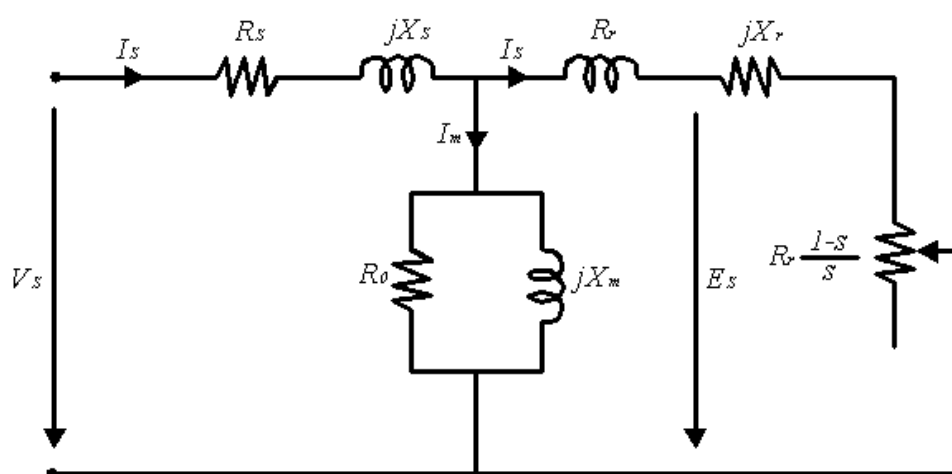


Figura 5.2 - Esquema equivalente da máquina de indução para a convenção de gerador.

Estando a máquina a funcionar como gerador ( $n_r > n_s$ ), ou seja, com deslizamentos negativos  $s < 0$ , a resistência equivalente  $R_r(1-s)/s$  deverá ser negativa, e a potência mecânica e binário desenvolvidos mudam de sinal em relação ao funcionamento como motor, significando que a potência mecânica terá de ser fornecida por uma máquina primária e o binário desenvolvido será resistente, opondo-se ao binário motor aplicado. A figura 5.3 mostra os três modos de funcionamento da máquina de indução de rotor em gaiola de esquilo: motor, gerador e como freio.



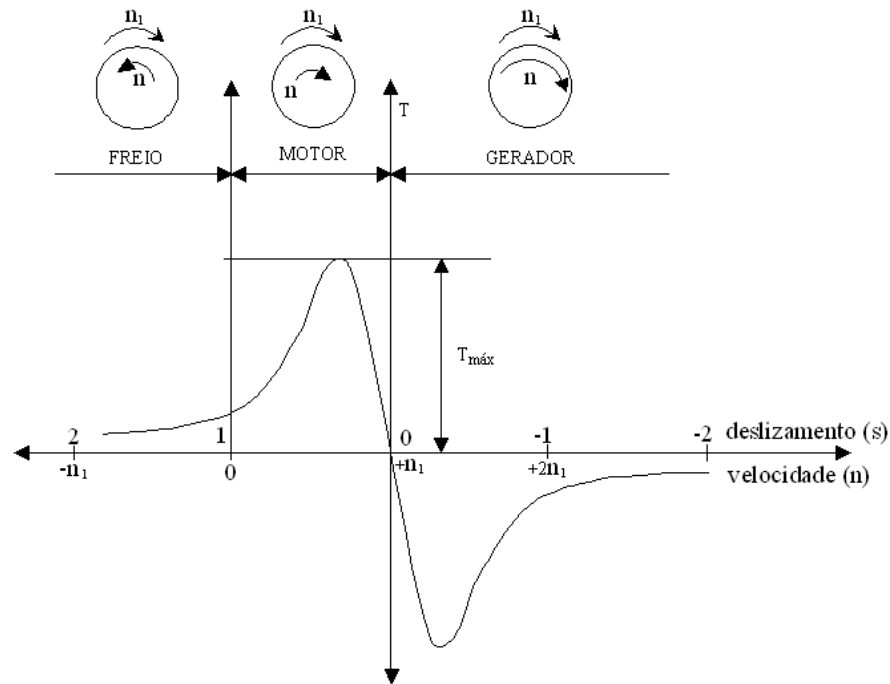


Figura 5.3 - Característica binário - velocidade da máquina assíncrona.

O fluxo de potência na máquina depende do modo de funcionamento. Na figura 5.4 é ilustrado o fluxo de potência da máquina de indução operando no modo gerador:

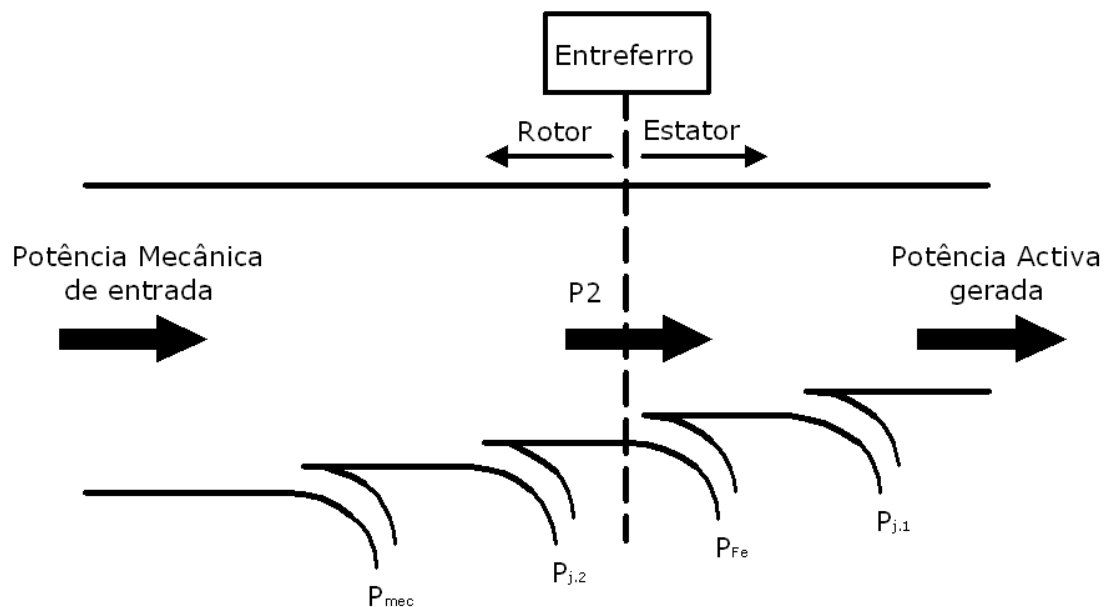


Figura 5.4 - Fluxo de potência da máquina de indução em funcionamento como gerador.

O fluxo de potência reactiva não é invertido quando a máquina de indução opera como gerador. A potência reactiva necessária para produzir o campo magnético para excitar a máquina não pode ser fornecido pela máquina primária nem pelo rotor em gaiola de esquilo. Por isso, a máquina de indução só pode fornecer potência activa se estiver ligada a uma fonte

externa capaz de lhe fornecer a potência reactiva de que carece: ou uma rede eléctrica a que se encontre ligado (caso do funcionamento do gerador de indução em paralelo com essa rede) ou bateria de condensadores, que são indispensáveis para o funcionamento como gerador isolado. No caso de funcionamento ligado a uma rede pode também existir baterias de condensadores responsáveis pelo fornecimento de parte ou da totalidade da energia reactiva exigida pela máquina.

Ou seja, a máquina de indução tanto pode funcionar como gerador ligado a uma rede eléctrica pré-existente ou pode criar e alimentar a sua própria rede, em funcionamento isolado.

Acresce que um gerador de indução rodando em vazio com uma bateria de condensadores ligada aos seus terminais pode auto-excitar-se, dependendo do valor da respectiva capacitância. Exige-se, contudo, que o seu circuito magnético guarde algum magnetismo remanescente. Na figura 5.6 mostra-se a característica em vazio da máquina (f.e.m. em função da corrente de excitação) - na qual é visível o efeito de saturação do ferro - como a recta  $V = I/\omega C$  que caracteriza o condensador [55].

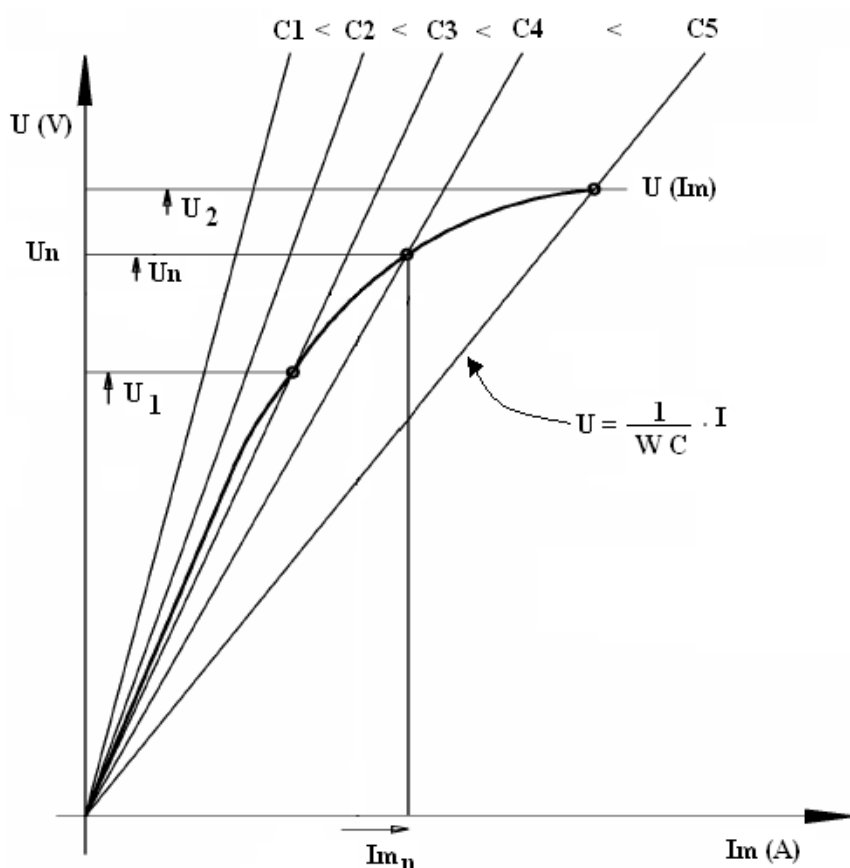


Figura 5.5 - Auto-excitação da máquina assíncrona [55].

O cruzamento das duas linhas define o ponto de funcionamento estável da máquina, caracterizado pela tensão nominal  $U_n$ , e pela corrente de magnetização  $I_m$ .

Há pois uma capacidade crítica a partir da qual o processo de auto-excitação se desenvolve.

Notar que, em máquinas que trabalham com circuitos magnéticos francamente saturados, já que  $P_n$  se situará na zona saturada, há o risco de  $U_2$  ser francamente superior a  $U_n$  da máquina. A própria corrente  $I_2$  pode vir a ser excessiva.

## 5.4 - Funcionamento como gerador autónomo (Isolado da Rede)

### 5.4.1 - Auto-excitação do gerador

Do exposto na secção anterior, observou-se que, para o gerador de indução, a energia reactiva é fundamental no processo de auto-excitação e geração de energia eléctrica. No caso de a máquina operar isoladamente é necessário a utilização de baterias de condensadores ligadas aos terminais da máquina, conforme ilustra a figura 5.6. O esquema de montagem para a realização do ensaio é apresentado na seguinte figura:

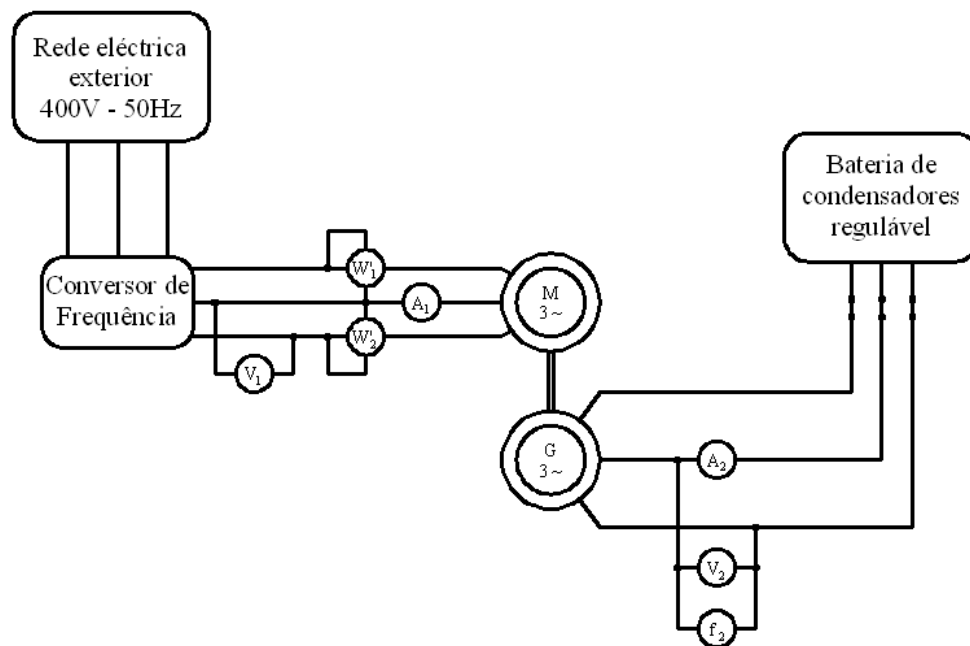


Figura 5.6 - Esquema de montagem para auto-excitação do gerador.

Para que o gerador inicie o processo de auto-excitação, é necessário que exista um magnetismo residual ou remanescente presente no núcleo de ferro da máquina. Se a máquina por algum motivo perder este magnetismo residual, uma das formas de o recuperar, é ligar a máquina como motor durante alguns minutos.

Existindo tal magnetismo, o processo ocorre da seguinte maneira: quando o rotor da máquina gira, as linhas do fluxo magnético são cortadas pelas bobinas e uma pequena tensão é gerada na máquina. A esta denomina-se tensão remanescente que, aplicada aos terminais da bateria de condensadores, faz circular pelas bobinas uma corrente adiantada em relação à tensão. Esta, por sua vez, circulando pelos enrolamentos do gerador, aumenta a intensidade do campo magnético e induz uma tensão maior no gerador. Esta tensão é novamente aplicada

aos terminais da bateria de condensadores, que, conseqüentemente, faz circular uma corrente de maior intensidade nos enrolamentos da máquina. A circulação desta corrente leva a um fluxo de entreferro maior, aumentando assim a tensão e, o processo de auto-excitação é estabelecido.

Como se conclui da figura 5.5, a tensão a que se estabiliza este processo depende da característica de magnetização da máquina e do valor da capacidade da bateria de condensadores. Deve-se ter muita atenção e cuidado na selecção deste valor pois podem surgir situações de sobretensão de auto-excitação prejudiciais para a máquina.

Efectuou-se, a partir da figura 5.6 a execução do esquema de montagem no laboratório, conforme ilustra a figura 5.7. Nesta figura é visível o conversor de frequência que alimenta a máquina primária, de forma a variar a velocidade de rotação, permitindo assim, que o gerador rode a diferentes frequências. As baterias de condensadores ligadas ao gerador permitem que este inicie o processo de auto-excitação.

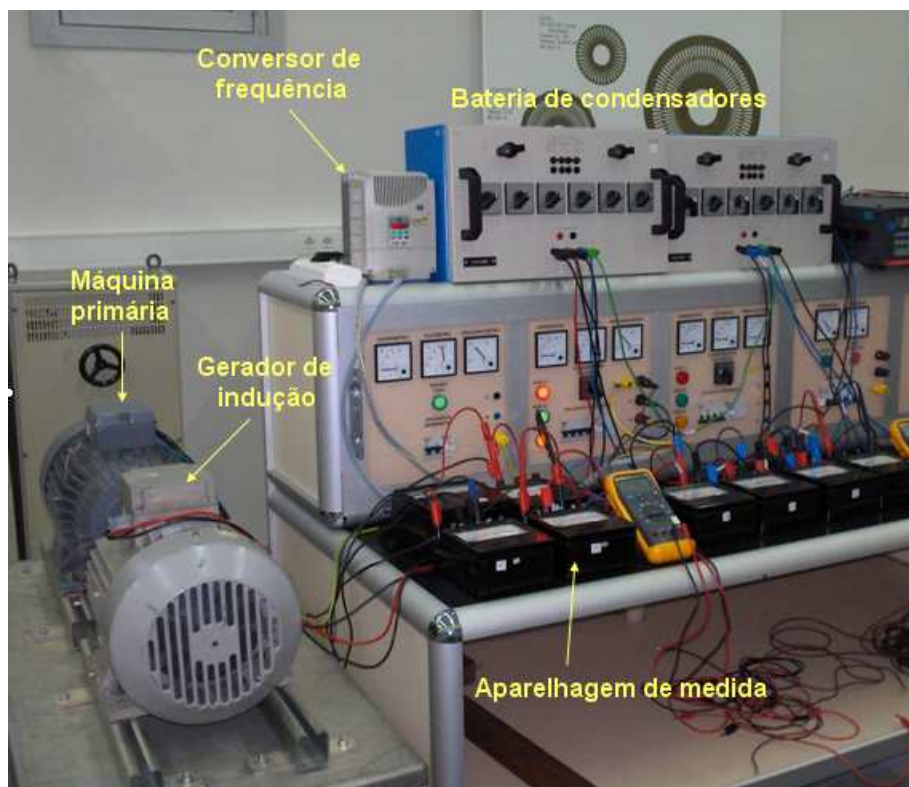
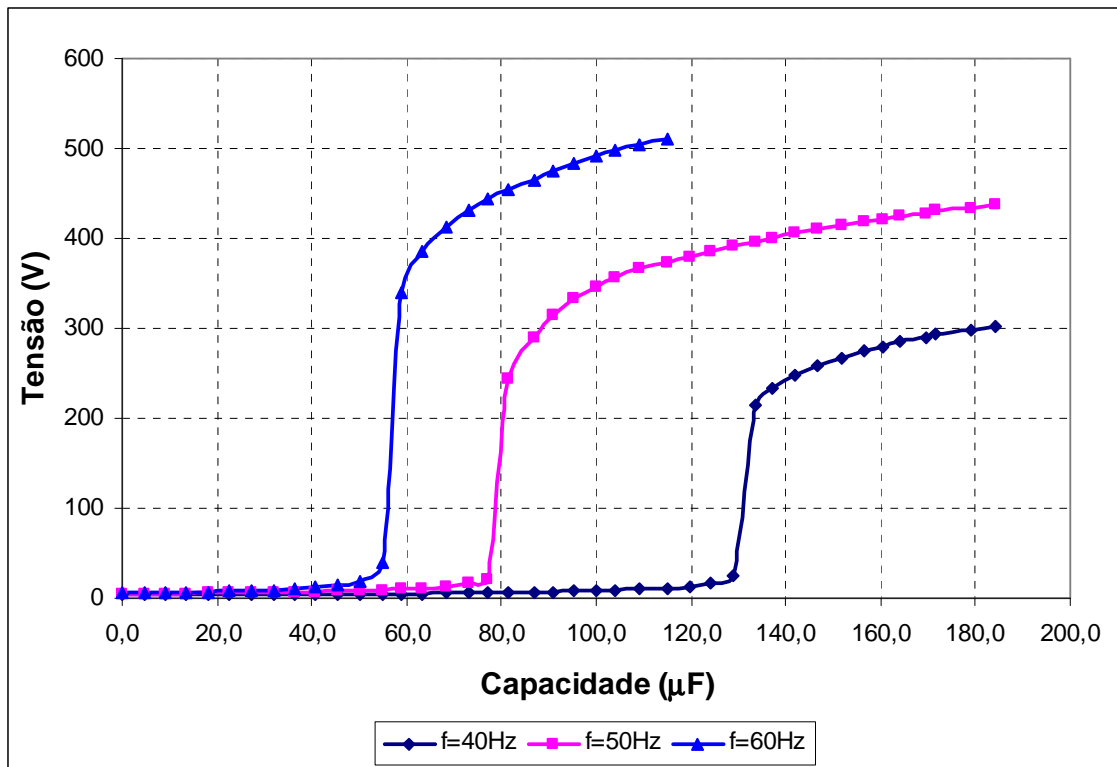


Figura 5.7 - Execução do esquema de montagem no laboratório.

O ensaio foi realizado a diferentes valores de frequência (velocidade), e com duas baterias de condensadores para excitar a máquina. Com base nos resultados obtidos, apresenta-se na figura 5.8 o processo de excitação do gerador de indução.

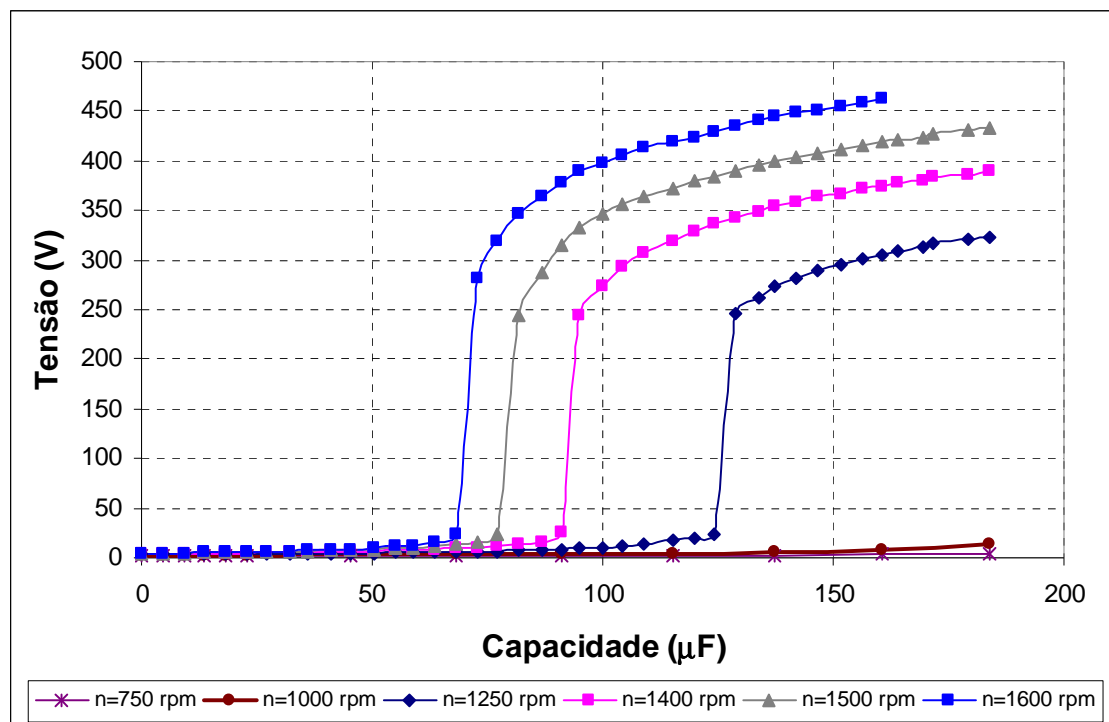


**Figura 5.8** - Crescimento da tensão com o aumento da capacidade, para valores de frequência gerada constantes.

É possível verificar na figura 5.8 que a tensão passa repentinamente de um baixo valor de tensão para um valor elevado, este crescimento corresponde à auto-excitação do gerador. Significa que a bateria de condensadores a partir de um certo ponto passa a fornecer energia reactiva, permitindo o desenvolvimento de um campo magnético de excitação, até então, apenas existia o campo magnético de remanescência o que explica os baixos valores de tensão. Para esta mesma situação, é o valor das capacidades utilizadas que define a tensão aos terminais do gerador. Pode-se verificar que existe uma proporcionalidade no crescimento da tensão quando se varia a frequência.

#### 5.4.2 - Influência da velocidade no processo de auto-excitação

A influência da velocidade justifica-se pelo facto de alterar a frequência, e, consequentemente, a curva de magnetização da máquina. De acordo com as curvas obtidas na figura 5.9, pode-se verificar que para 750 rpm e 1000 rpm o gerador não iniciou o processo de auto-excitação, procedendo por isso à colocação de uma terceira bateria de condensadores.



**Figura 5.9** - Crescimento da tensão com o aumento da capacidade, para valores de velocidade constantes.

Assim pode-se concluir que, existe uma capacidade mínima de bateria de condensadores que origina a auto-exitação do gerador de indução, e que quanto maior a velocidade de rotação, menor é o valor da capacidade exigida para excitar a máquina, conforme mostra a figura 5.9.

Pode-se afirmar ainda, que não é conveniente o gerador de indução trabalhar a baixas velocidades, já que, aumenta a necessidade de magnetização, e, conseqüentemente, o aumento do número de baterias de condensadores que encarece a instalação.

#### 5.4.3 - Gerador isolado com carga: sem regulação de tensão

Neste ensaio o gerador de indução alimentou três regimes de cargas reguláveis e factores de potência ( $\cos\phi=1$ ,  $\cos\phi=0.8_{ind}$  e  $\cos\phi=0.8_{cap}$ ) constantes ao longo do ensaio. O ensaio foi realizado para diferentes valores de frequência: 40Hz, 50Hz, 60Hz. Estes valores de frequência foram sempre constantes ao longo do ensaio, actuando no conversor de frequência ligado à máquina primária.

Para os diferentes valores de frequência, a tensão gerada inicialmente foi de 304 V, 380 V e 456 V, valores que foram obtidos através da excitação da máquina pela bateria de condensadores, a qual foi calibrada para  $C=188,55 \mu F$ ,  $C=119,9 \mu F$  e  $C=81,6 \mu F$  respectivamente. Os valores de C permaneceram constantes na realização do ensaio.

O ensaio teve como objectivo verificar o comportamento da tensão gerada com o aumento da carga. Para a realização do ensaio, o esquema de montagem utilizado foi o seguinte:

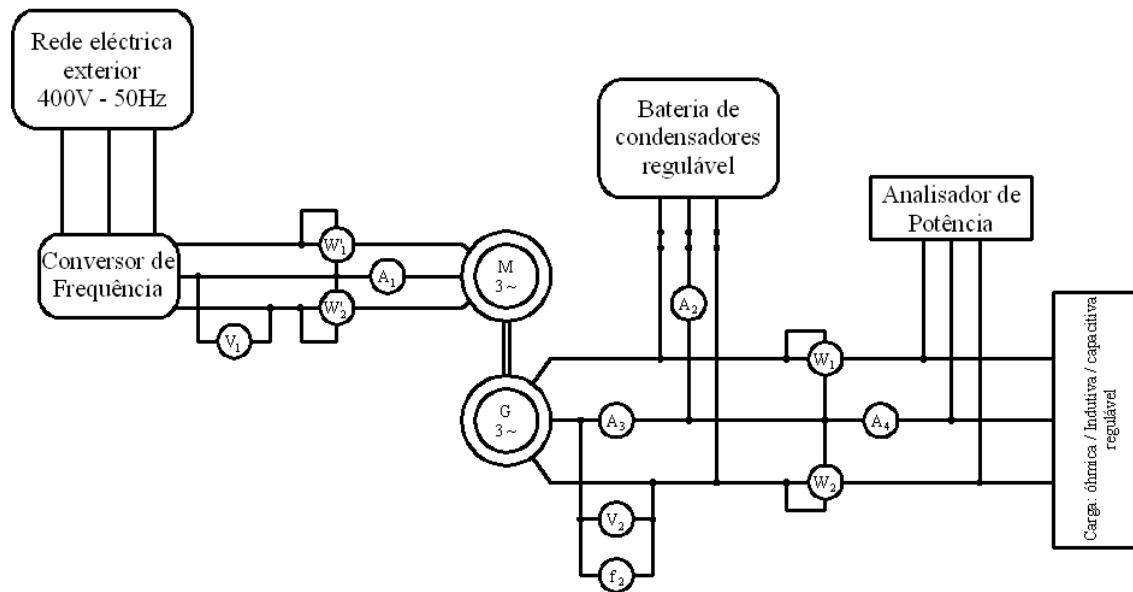


Figura 5.10 - Esquema de montagem do funcionamento do gerador com carga.

A montagem dos equipamentos e da aparelhagem de medida na bancada do laboratório é ilustrada na figura 5.11. Neste ensaio é visível a introdução dos módulos da carga resistiva, indutiva e capacitiva, e de mais aparelhagem de medida de forma a avaliar o comportamento da tensão.

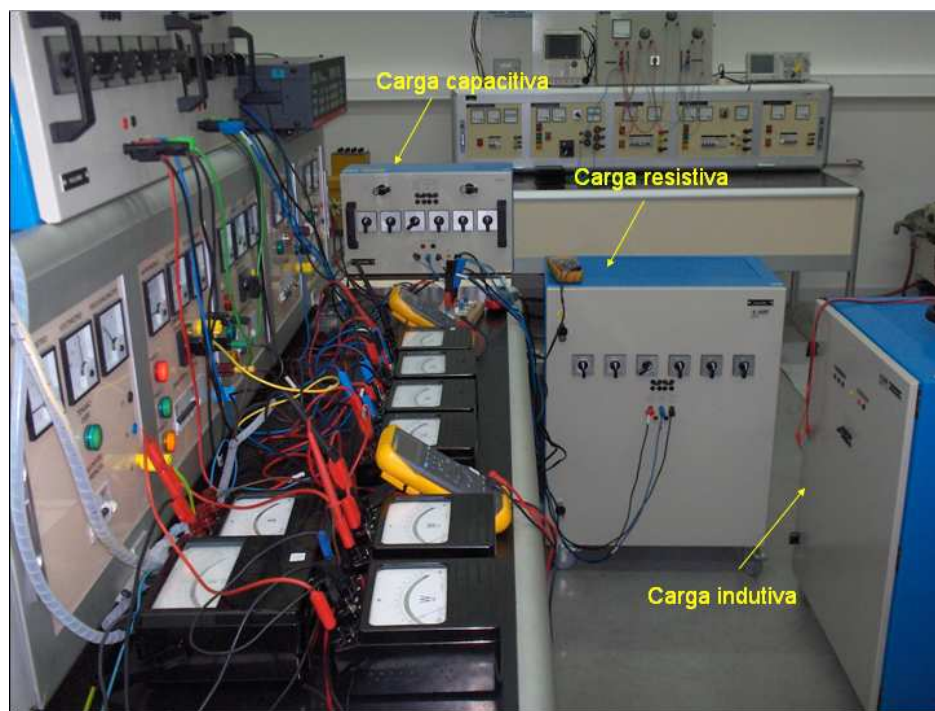


Figura 5.11 - Execução do esquema de montagem no laboratório.

A partir dos resultados obtidos experimentalmente, apresentam-se nas figuras seguintes as variações da tensão com o aumento da corrente de carga para os diferentes valores de frequência.

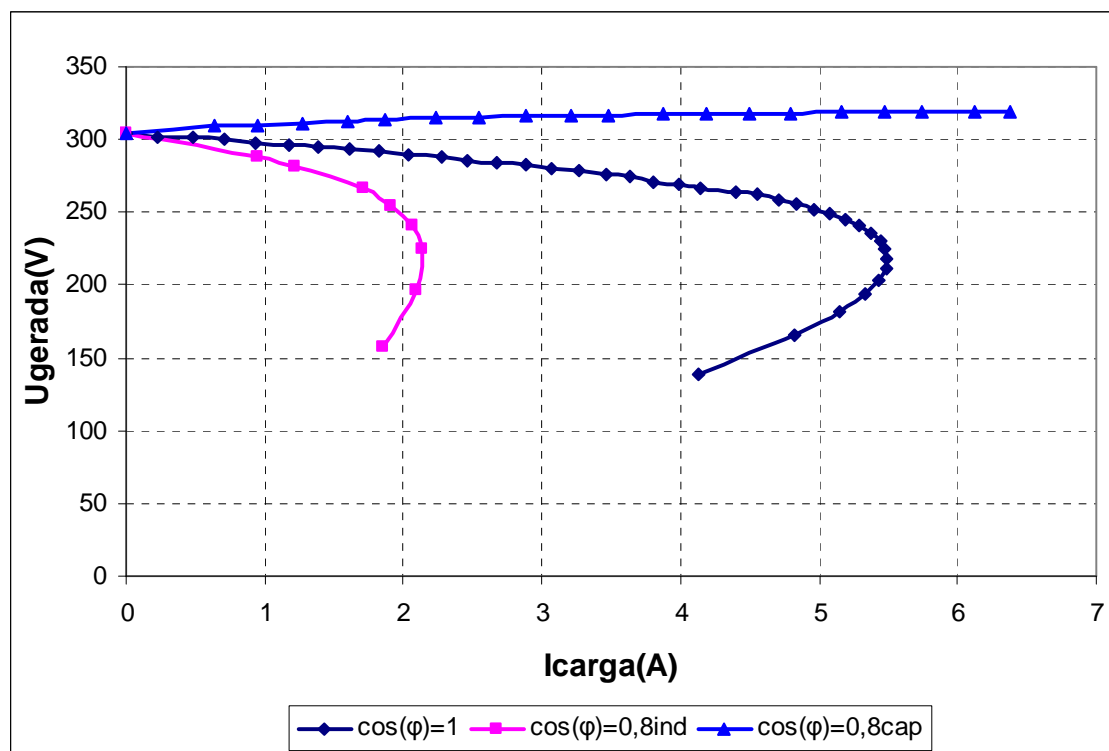


Figura 5.12 - Variação da tensão em função da corrente de carga, para 40Hz.

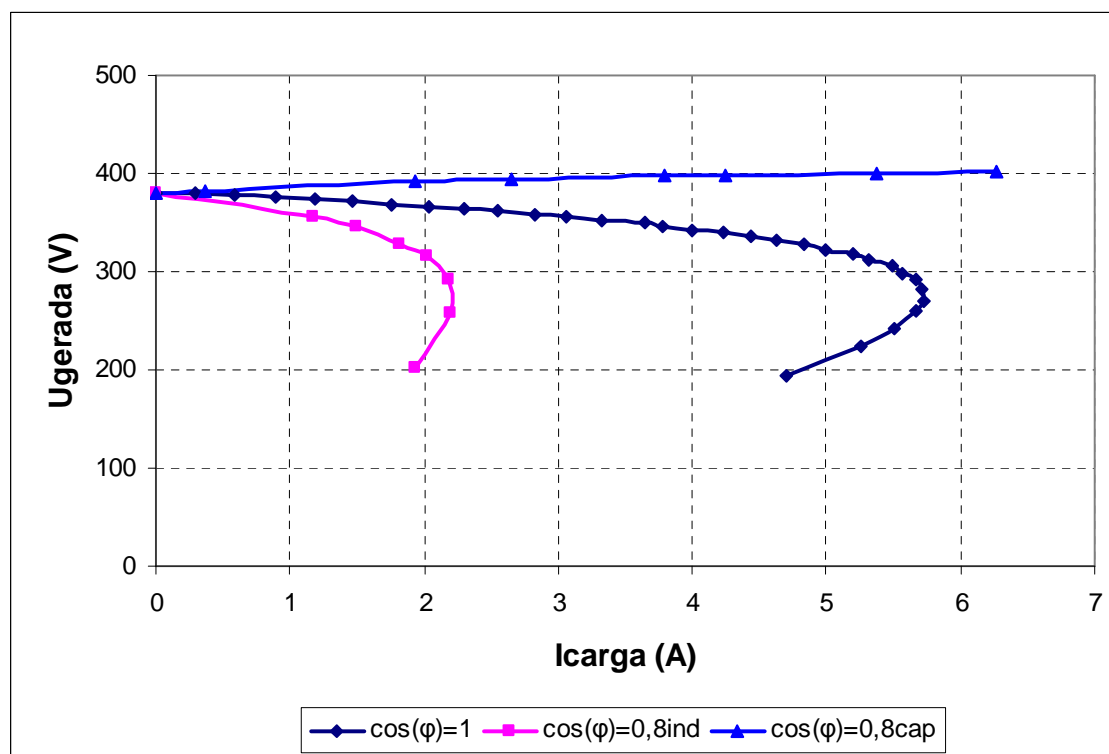


Figura 5.13 - Variação da tensão em função da corrente de carga, para 50Hz.



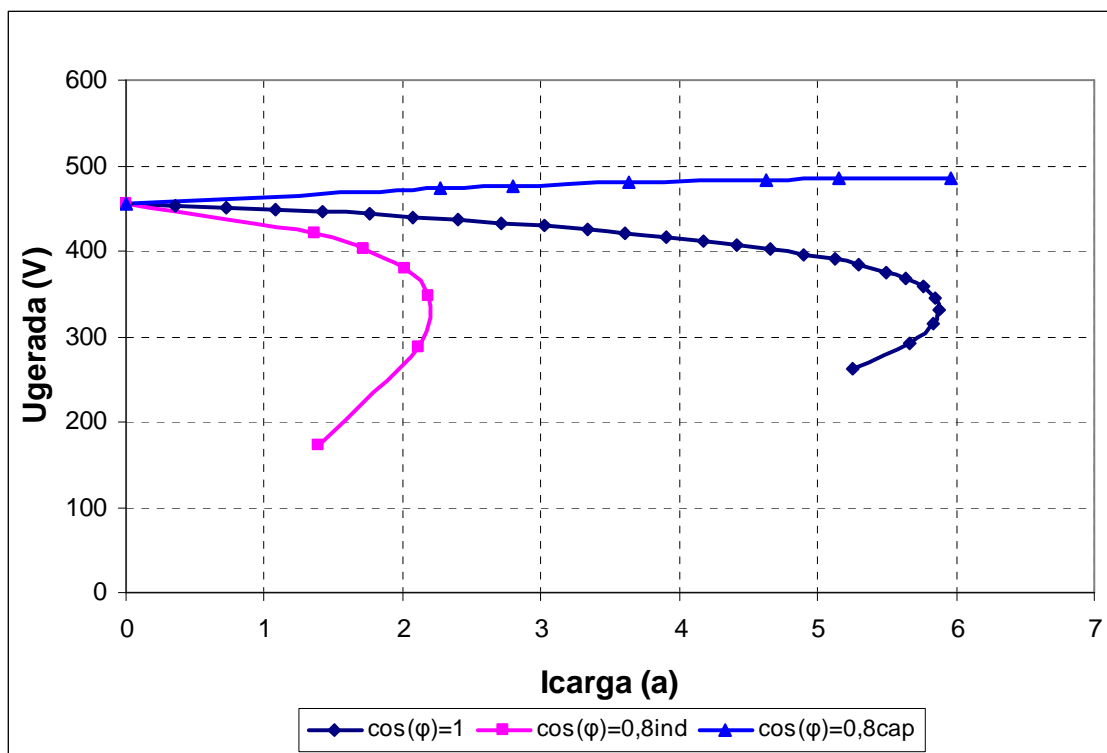


Figura 5.14 - Variação da tensão em função da corrente de carga, para 60Hz.

Na análise gráfica é possível verificar que o comportamento da tensão é o mesmo para os diferentes valores de frequência. O andamento da tensão apenas difere no tipo de carga, pois, para carga resistiva e indutiva, à medida que aumentamos a carga a tensão diminui. Esta diminuição de tensão pode ser explicada pelo facto do aumento da corrente de carga causar um aumento na queda de tensão nas impedâncias dos circuitos do estator do rotor. Esta queda de tensão é dada pela equação:

$$\Delta V = Z.I \quad (5.3)$$

Há ainda o efeito de desmagnetização originado pelo campo de reacção devido às correntes no induzido (rotor) o qual só é compensado no caso de carga capacitiva.

Com base nos gráficos obtidos, o aumento da carga resistiva e indutiva provoca na máquina a perda da excitação, fazendo com que a tensão e corrente gerada caem a zero. O gerador de indução perde mais rapidamente a excitação com uma carga indutiva do que com a resistiva, o que é de esperar.

Para a carga capacitiva podemos ver que a tensão aumenta com o crescimento da carga, pois isto acontece porque a carga é fornecedora de energia reactiva, existindo assim um excesso de energia reactiva na máquina, o que faz com que a tensão gerada cresça, ao contrário do que acontecia com os outros tipos de carga.

Uma consequência que foi visível no ensaio da máquina é que o aumento de carga provoca uma queda na frequência gerada pela máquina. No ensaio a máquina era constituída por 4 pólos, a frequência gerada em vazio é de 50Hz, desde que a velocidade seja um pouco superior a 1500rpm. Quando se aumenta a carga, até que o gerador funcione à plena carga, esta frequência assume um valor menor, e temos que actuar na máquina primária através do conversor de potência aumentando a velocidade de rotação para que gerador forneça ao sistema 50Hz, implicando que a velocidade seja superior à velocidade síncrona de forma a obter a frequência desejada.

Esta afirmação pode ser provada matematicamente considerando inicialmente o deslizamento do gerador de indução, que é dado pela equação:

$$s = 1 - \frac{W_{rotor}}{\frac{W_{estator}}{p}} \quad (5.4)$$

onde,  $W_{rotor}$  é velocidade angular do rotor,  $W_{estator}$  a velocidade angular do campo magnético girante do estator e  $p$  o numero de pares de pólos.

A velocidade angular do gerador é dada pela equação:

$$W_{estator} = 2\pi f_g \quad (5.5)$$

onde  $f_g$  é a frequência gerada pela máquina.

Considerando algumas simplificações, o deslizamento do gerador de indução quando alimenta uma carga resistiva, é dado por:

$$s = -\frac{R_r}{R_c} \quad (5.6)$$

onde,  $R_r$  representa a resistência rotórica e  $R_c$  a resistência de carga.

Substituindo as equações (5.5) e (5.6) na equação (5.3) e realizando algumas manipulações algébricas, obtêm-se, para o gerador de indução:

$$f_g = \frac{W_{rotor}}{\frac{2\pi}{p} \left( 1 + \frac{R_r}{R_c} \right)} \quad (5.7)$$

Na análise da equação (5.7) verificar-se que a frequência gerada depende da carga, ou seja, se diminuir o valor de  $R_c$  (aumento de carga), verifica-se que a segunda parcela do denominador tende a aumentar. A consequência disso é uma queda no valor de frequência.

#### 5.4.4 - Gerador Isolado com carga: com regulação de tensão

Este ensaio teve como finalidade estudar o controlo de tensão no gerador de indução com a variação de diferentes cargas, resistiva ( $\cos\phi=1$ ), indutiva ( $\cos\phi=0.8\text{ind}$ ) e capacitiva ( $\cos\phi=0.8\text{cap}$ ). O controlo de tensão gerada na máquina de indução tem sido alvo de muitos estudos devido às dificuldades de manter a tensão num valor fixo.

As variáveis de entrada que podem modificar a tensão gerada é a energia reactiva proveniente da bateria de condensadores e a velocidade de rotação controlada pelo conversor de frequência.

A figura 5.15 ilustra a montagem efectuada no laboratório para este ensaio, que não difere da montagem anterior, apenas neste ensaio actuamos na bateria de condensadores para controlar a tensão num valor constante.

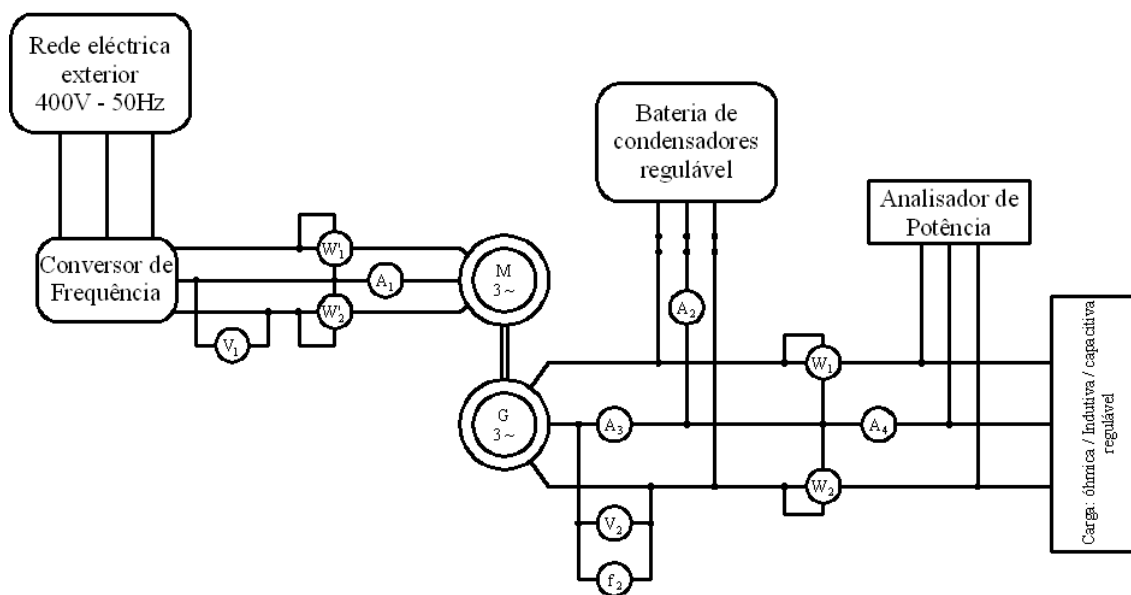


Figura 5.15 - Esquema de montagem do gerador com carga.

Como no anterior ensaio este também foi realizado para três valores de frequências: 40Hz, 50Hz e 60Hz, permitindo assim o funcionamento da máquina para diferentes velocidades. É possível verificar nas figuras seguintes que o comportamento da corrente de excitação para manter o valor da tensão gerada constante, medida no amperímetro A2, é o mesmo para as três velocidades.

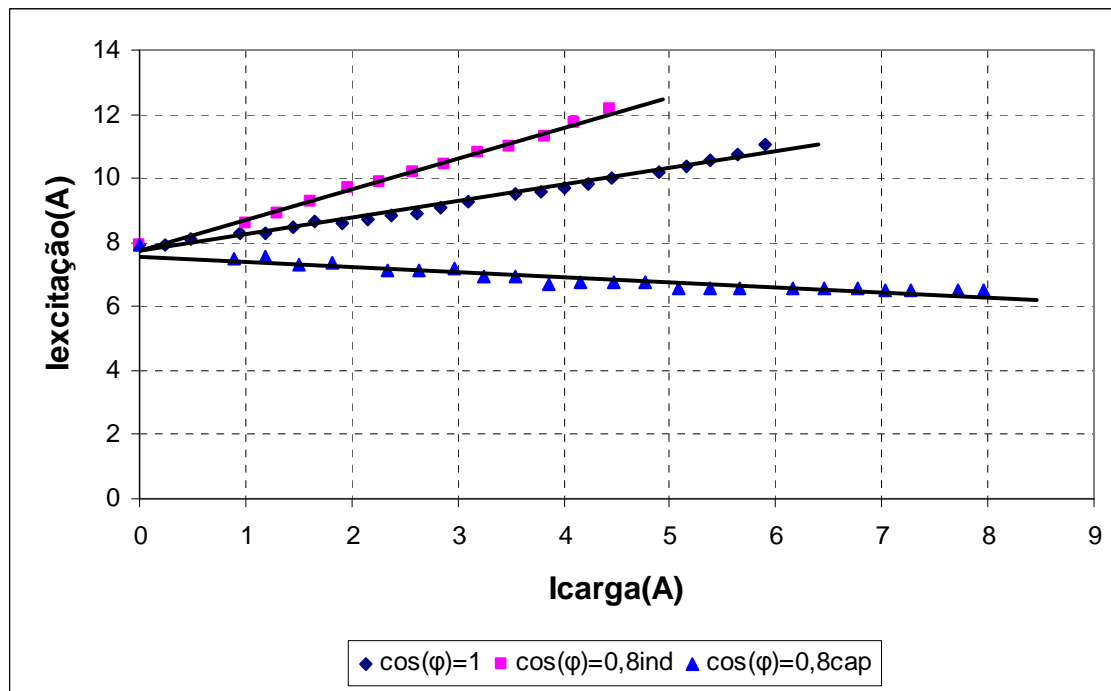


Figura 5.16 - Corrente de excitação em função da carga para 40Hz.

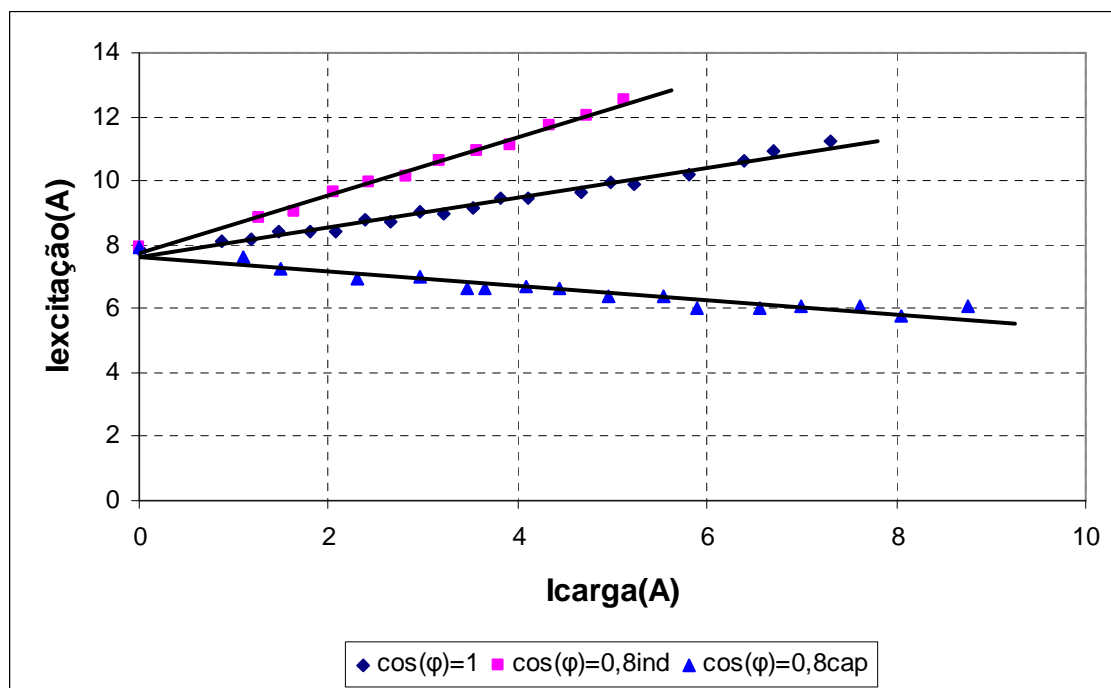


Figura 5.17 - Corrente de excitação em função da carga para 50Hz.

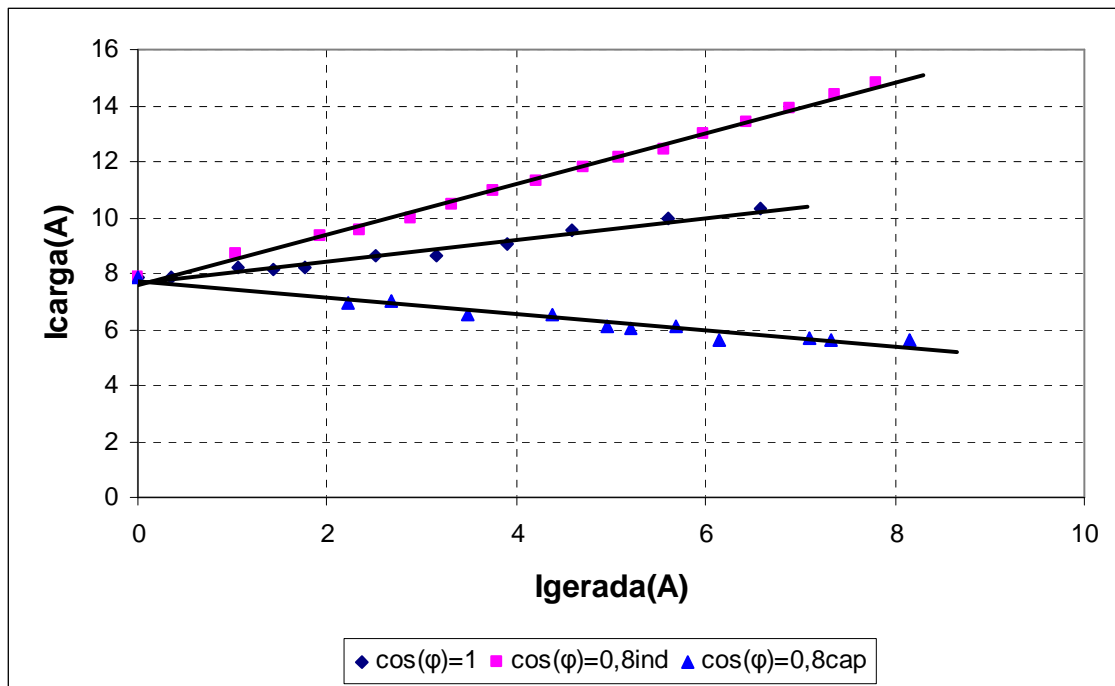


Figura 5.18 - Corrente de excitação em função da carga para 60Hz.

Para as diferentes frequências, observa-se uma quase proporção linear entre a corrente de carga e a corrente de excitação necessária para manter constante a tensão aos terminais do gerador.

Neste ensaio variou-se a corrente de excitação, actuando na bateria de condensadores colocando mais ou menos energia reactiva, consoante a carga, de forma a manter o valor de tensão constante, o que não aconteceu no ensaio anterior.

No ensaio anterior, a corrente de excitação manteve-se fixa ao longo do ensaio. Consequência disso, a tensão diminuiu com o aumento de carga resistiva e indutiva, e com carga capacitiva a tensão aumentou, isto acontece porque não se injectou ou se retirou energia reactiva na máquina.

Como afirmado no ensaio anterior, um aumento de carga resistiva ou indutiva causa uma diminuição de tensão, tal que a forma para que a tensão permaneça num valor fixo é aumentar a energia reactiva proveniente dos condensadores, ou seja, a corrente de excitação, mantendo assim um valor desejado de tensão. Com base nas figuras obtidas, é possível constatar este efeito, sendo que, para um aumento de carga resistiva e indutiva é necessário mais corrente de excitação para que o valor de tensão permaneça constante.

Para carga capacitiva é necessário retirar energia reactiva proveniente dos condensadores, ou seja, a corrente de excitação diminui com o aumento da carga capacitiva, isto acontece porque a carga neste caso é fornecedora de energia reactiva.

Por outro lado, isto também reflecte na capacidade de fornecimento de potência activa para os três tipos de cargas ensaiadas, visto que, quanto maior a potência reactiva, menor será a potência activa, pois a capacidade nominal do gerador, depende da potência aparente. Esta é dada pela seguinte equação:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (5.8)$$

A potência activa é aquela que efectivamente produz trabalho útil. A energia reactiva não produz trabalho útil, mas é necessária para alimentar o campo magnético do gerador. A corrente nominal do gerador é em função da potência aparente mostrada na equação (5.8), sendo por isso importante respeitar o seu valor, para não sobreaquecer a máquina e, consequentemente, danificar os enrolamentos do estator, que foram projectados para suportar a corrente nominal.

As dificuldades sentidas nestes ensaios foram algumas, desde logo o controlo de tensão num valor fixo foi difícil, uma vez que a bateria de condensadores era regulada por escalões de 5%. Esta disponibilidade foi mais sentida quando a carga era capacitiva.

Foi possível constatar que o aumento da frequência provoca uma maior dificuldade no controlo de tensão.

## 5.5 - Funcionamento em paralelo com a rede

Com o funcionamento do gerador em paralelo com a rede, efectuaram-se três ensaios. Os dois primeiros tiveram como finalidade o estudo do trânsito de potências do gerador, quando este está ligado à rede sem compensação e com compensação do factor de potência. O terceiro ensaio teve como objectivo a regulação do factor de potência para  $\cos\varphi=0.8_{ind}$  e  $\cos\varphi=0.8_{cap}$ .

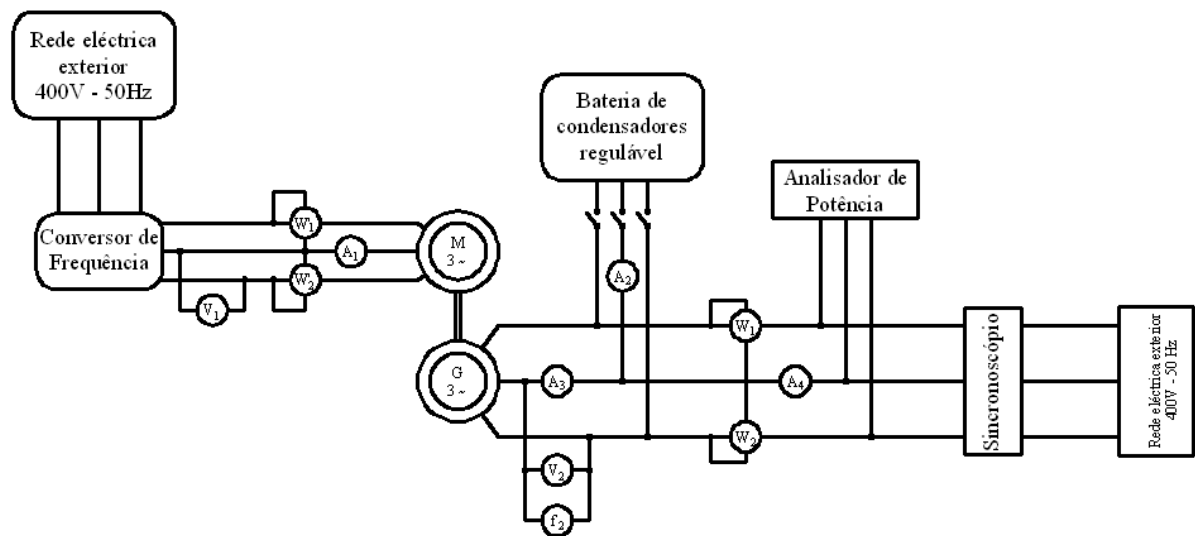
Para efectuar a manobra de ligação do gerador de indução à rede cumpriram-se os seguintes requisitos:

- Tensão gerada igual à tensão da rede em valor eficaz;
- Sequência de fases igual à da rede;
- Frequência gerada próxima da rede;
- Realização do paralelo num momento de coincidência de fases entre os sistemas gerador e rede.

Uma vez ligados à rede, o valor eficaz da tensão e a frequência são fixas e iguais às da rede.

### 5.5.1 - Sem compensação do factor de potência

A realização do ensaio implica a ligação do gerador à rede, sendo necessário cumprir as exigências acima enumeradas, para isso, foi necessário excitar a máquina de modo a que a tensão gerada igualasse a tensão da rede, bem como a frequência. Após os requisitos cumpridos, o gerador foi ligado à rede. A figura 5.19 mostra o esquema de montagem utilizado neste ensaio:



**Figura 5.19** - Esquema de montagem do funcionamento do gerador em paralelo com a rede, sem compensação do factor de potência.

O objectivo do ensaio, como afirmado anteriormente, é o estudo do trânsito de potência activa e reactiva, sem compensação do factor de potência. A figura apresenta a montagem executada na bancada do laboratório para obtenção de valores. É visível na figura 5.20, o sincronoscópio empregue para verificação das condições do paralelo à rede.



Figura 5.20 - Execução do esquema de montagem no laboratório.

A figura 5.21 mostra o crescimento da potência activa em função do aumento da velocidade, com o funcionamento do gerador à tensão e frequência da rede. Da análise da figura é possível verificar que o aumento da potência activa gerada é imposta por um aumento da velocidade de rotação da máquina primária.

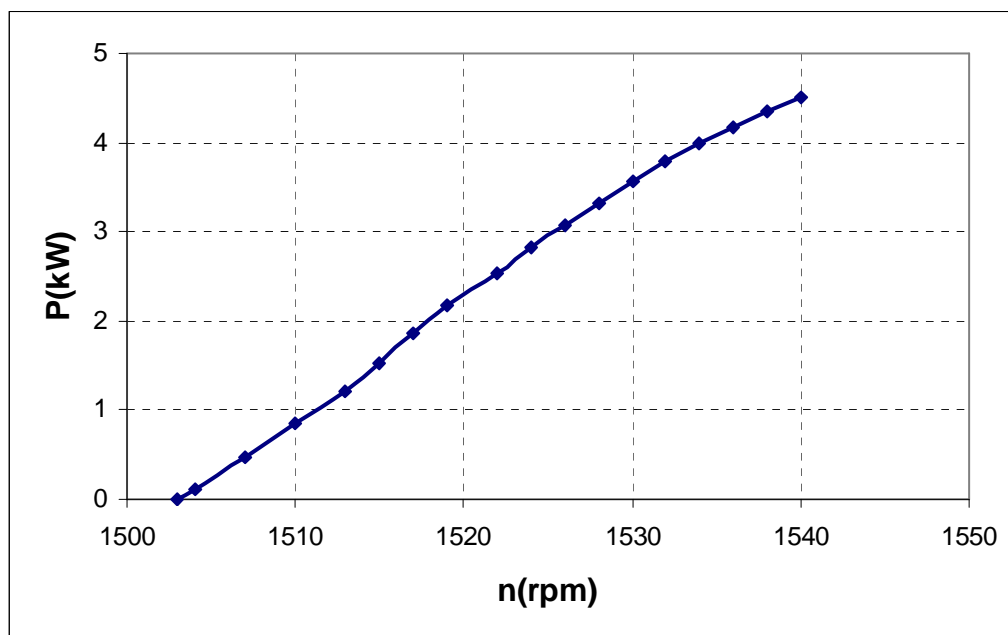
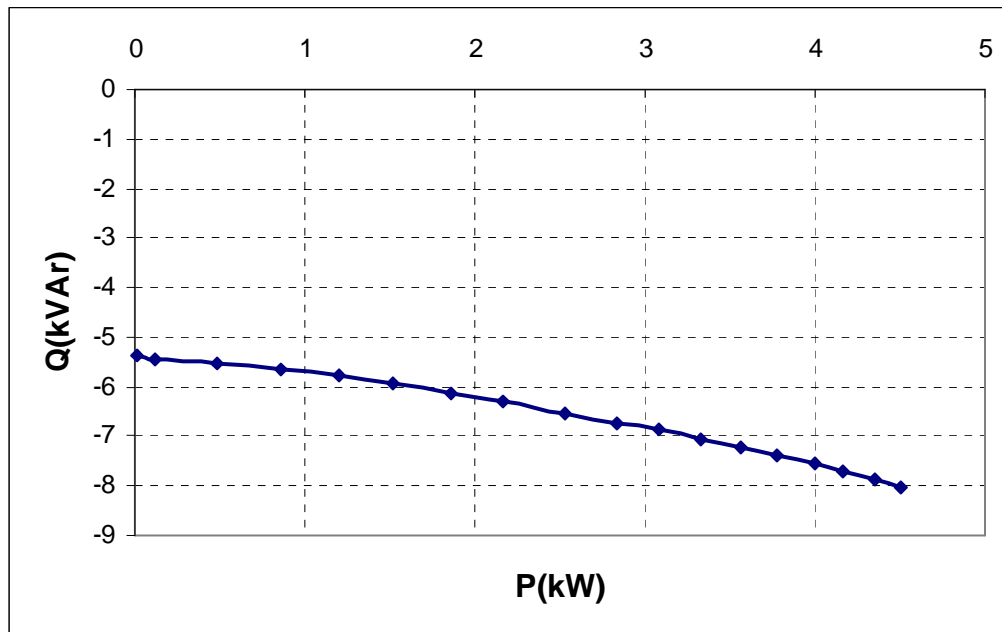


Figura 5.21 - Crescimento da Potência com o aumento da velocidade.

A figura 5.22 ilustra a potência reactiva consumida da rede, pela máquina de indução em função da potência activa gerada.





**Figura 5.22** - Consumo da Potência reactiva com o aumento da potência gerada.

Como já afirmado, no gerador de indução, o campo electromagnético essencial para a conversão da energia mecânica em energia eléctrica é estabelecido através do estator da máquina. Tal facto implica que a máquina absorva sempre potência reactiva da rede, conforme ilustrado na figura 5.22. Nessa figura observa-se a escala negativa no eixo do y, para ilustrar a absorção de potência reactiva quando a máquina funciona como gerador. Da análise da figura é possível afirmar que, quanto maior a potência activa gerada, maior é a potência reactiva solicitada pelo gerador.

A figura 5.23 apresenta o andamento do factor de potência com o crescimento da potência gerada e decorre dos resultados apresentados nos gráficos anteriores.

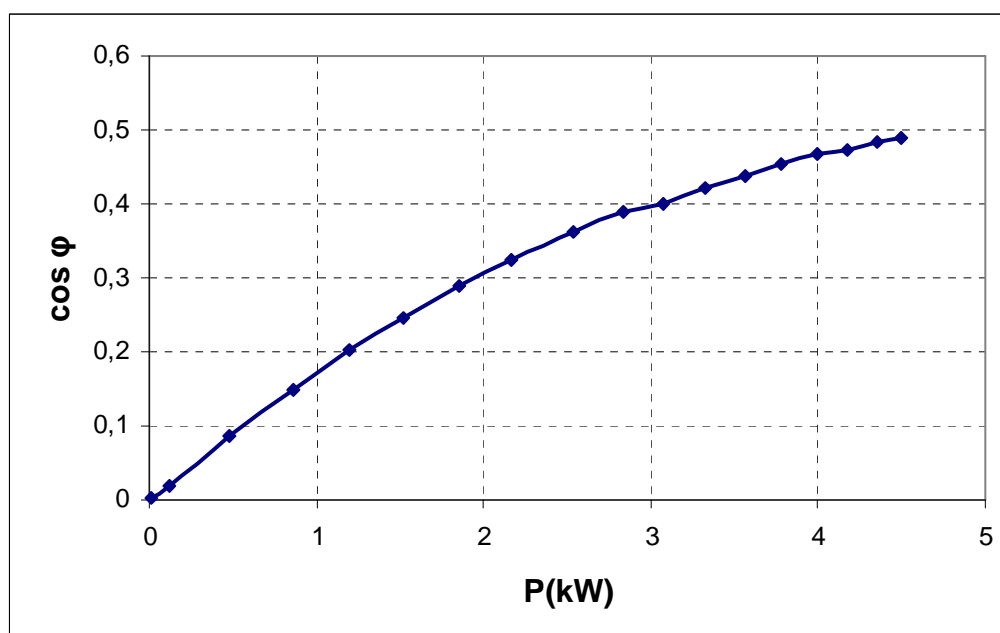


Figura 5.23 - Comportamento do  $\cos(\varphi)$  com o aumento da potência.

Verifica-se que o factor de potência da máquina aumenta com o aumento da potência activa gerada, sendo esta variação não linear, conforme ilustrado na figura 5.23. Para a máquina ensaiada, o factor de potência varia entre 0.002 e 0.488 (capacitivo, uma vez que a máquina está a funcionar como gerador), para valores da potência activa entre 0.006 kW e 4,5 kW.

Com base no exposto, verifica-se que o aumento da potência activa gerada (isto é, entregue à rede) é imposto por um aumento da potência desenvolvida pela máquina primária de accionamento, através do aumento da frequência de alimentação no conversor de potência. Sendo assim, o aumento da potência gerada corresponde a um maior desvio de velocidade de rotação em relação ao sincronismo, isto é, a um aumento do deslizamento, neste caso negativo, e também um aumento da potência reactiva consumida pelo gerador, conforme indica a figura 5.24.

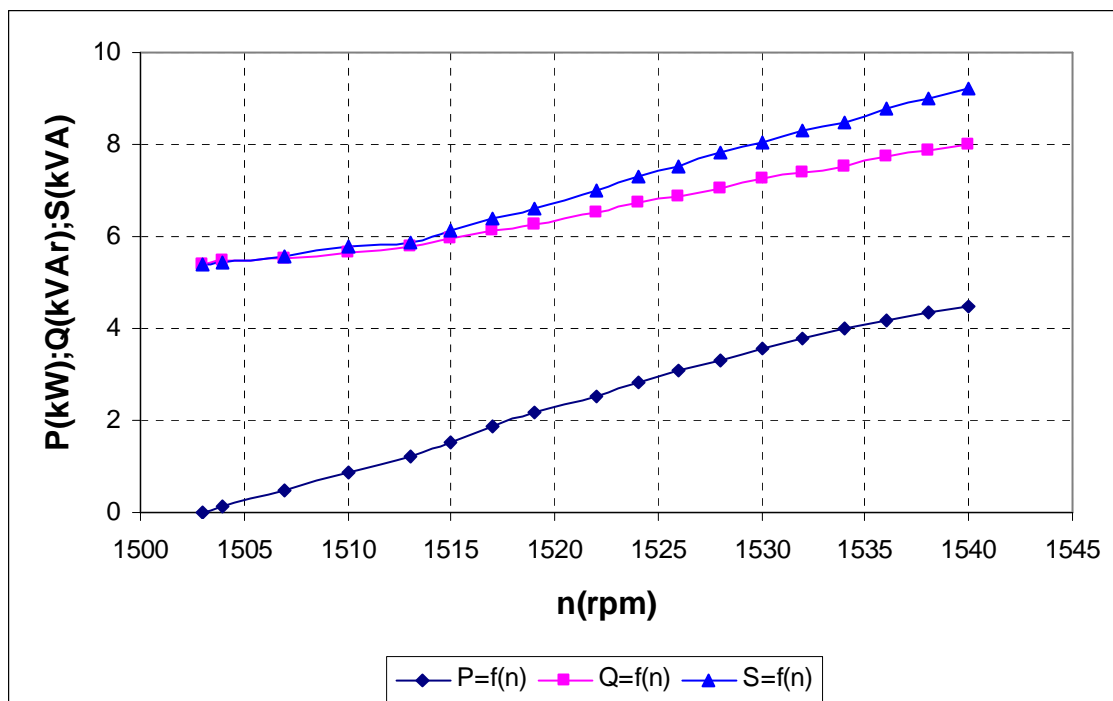


Figura 5.24 - Crescimento das potências com o aumento da velocidade.

### 5.5.2 - Com compensação do factor de potência

O ensaio foi realizado com o esquema de montagem da figura 5.25. Este ensaio difere do anterior apenas na bateria de condensadores, que é regulada para diferentes valores de capacidade (C) de forma a compensar o factor de potência.

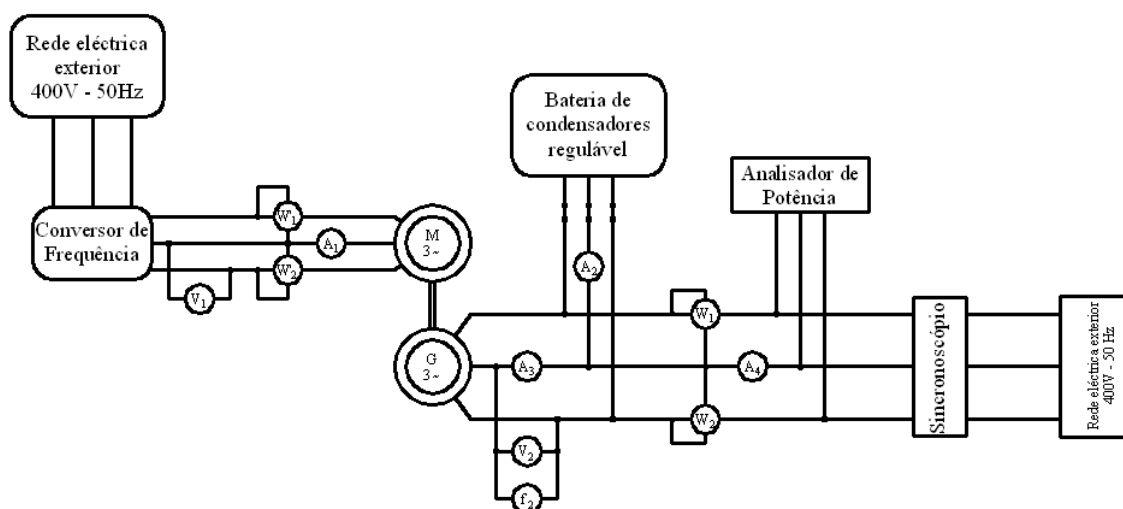


Figura 5.25 - Esquema de montagem do funcionamento do gerador em paralelo com a rede, com compensação do factor de potência.

O ensaio foi realizado com vários valores de  $C$  fixos, com o objectivo de inverter o trânsito de potência reactiva, isto é, fazer com que o factor de potência passe de indutivo a capacitivo. Os resultados obtidos, são apresentados nas figuras 5.26 à 5.29 para os diferentes valores de  $C$ .

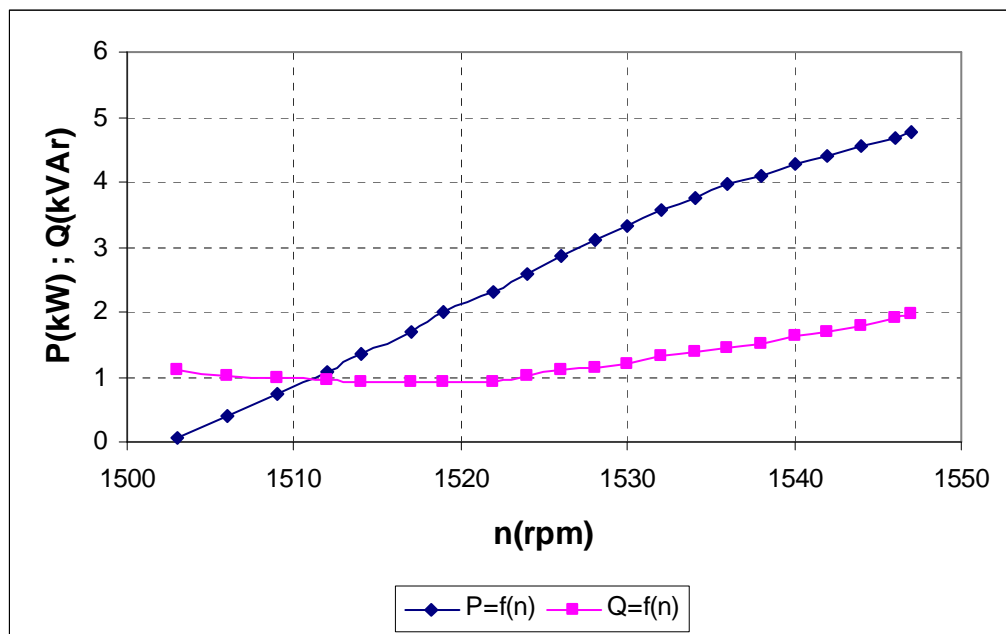


Figura 5.26 - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=137.1\mu\text{F}$ ).

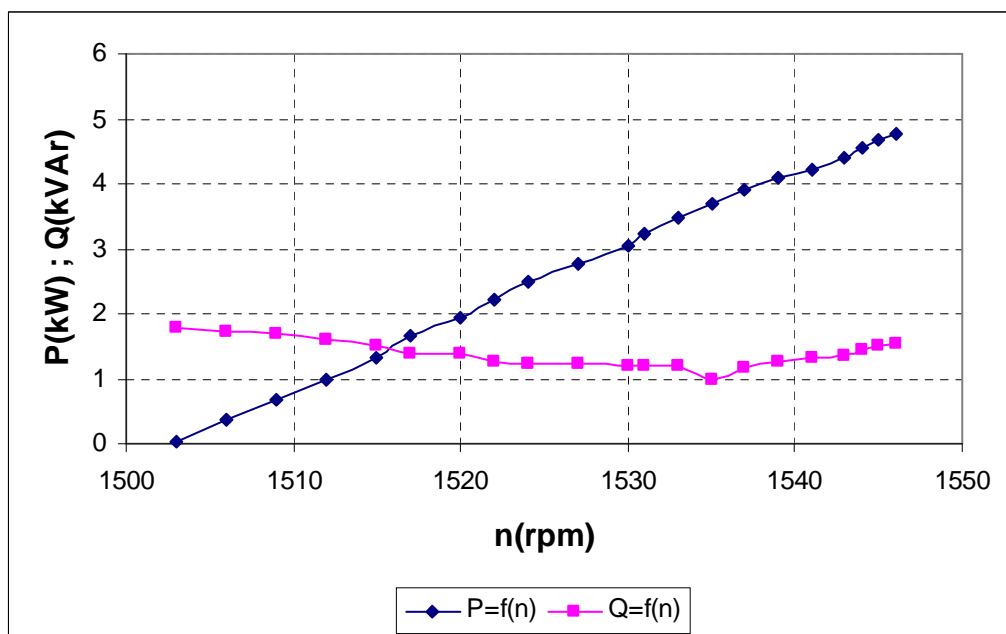


Figura 5.27 - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=156.4\mu\text{F}$ ).

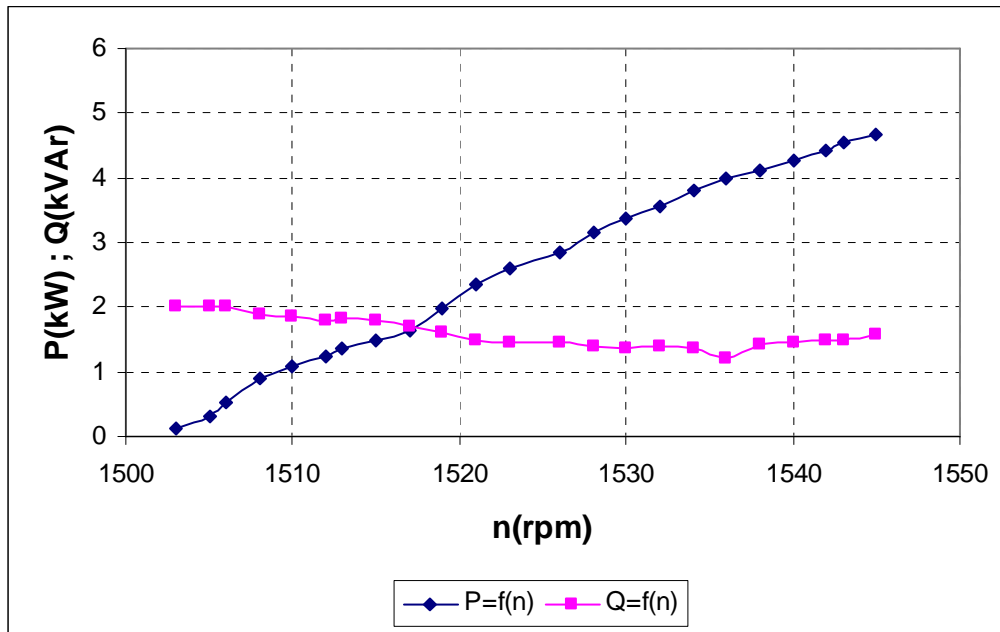


Figura 5.28 - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=164\mu\text{F}$ ).

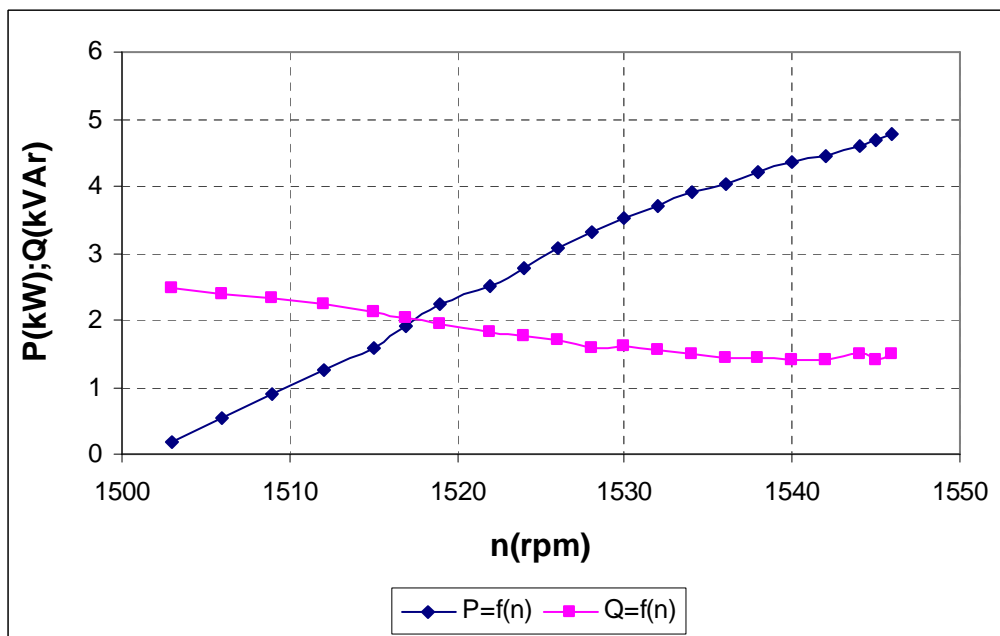


Figura 5.29 - Crescimento das potências com o aumento da velocidade ( $C=171.6\mu\text{F}$ ).

Através da análise dos gráficos verifica-se que, inicialmente, a energia reactiva entregue pela bateria de condensadores ao gerador é suficiente para excita-lo, e por isso o gerador ainda consegue entregar energia reactiva à rede. Com o aumento progressivo da velocidade, ou seja, da potência gerada, a potência reactiva entregue à rede pelo gerador diminui, porque o consumo de energia reactiva do gerador aumenta com a velocidade (como visto no anterior ensaio), até que, para uma certa velocidade, o valor de  $C$  da bateria de condensadores não é suficiente para excitar a máquina (excepto  $C=171.6\mu\text{F}$ ) e há a necessidade da rede injectar potência reactiva, invertendo assim o sentido da potência reactiva, fazendo com que o factor de potência passe de indutivo para capacitivo. Nas tabelas 5.5 e 5.6 são apresentados valores obtidos para dois valores de  $C$ :

Tabela 5.5 - Valores obtidos para  $C=156.4\mu\text{F}$ .

n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	Tan ( $\varphi$ )	Igerada(A)
1503	0,036	1,8ind	---	8,1
1506	0,37	1,73ind	4,2	8,2
1509	0,68	1,68ind	2,12	8,4
1512	0,99	1,6ind	1,3	8,6
1515	1,33	1,52ind	0,85	8,9
1517	1,65	1,4ind	0,612	9,2
1520	1,93	1,37ind	0,45	9,6
1522	2,23	1,27ind	0,312	9,95
1524	2,5	1,24ind	0,237	10,2
1527	2,76	1,22ind	0,176	10,6
1530	3,05	1,2ind	0,109	11
1531	3,24	1,19ind	0,072	11,3
1533	3,48	1,2ind	0,033	11,6
1535	3,7	0,444cap	-0,003	12
1537	3,9	1,18cap	-0,044	12,3
1539	4,08	1,26cap	-0,065	12,55
1541	4,22	1,32cap	-0,085	12,85
1543	4,41	1,351cap	-0,113	13,1
1544	4,56	1,46cap	-0,141	13,4
1545	4,68	1,5cap	-0,157	13,65
1546	4,77	1,54cap	-0,168	13,8

Tabela 5.6 - Valores obtidos para  $C=171.6\mu F$ .

n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	Tan ( $\varphi$ )	Igerada(A)
1503	0,18	2,47ind	17,41	8,2
1506	0,55	2,4ind	4,1	8,4
1509	0,89	2,33ind	2,18	8,7
1512	1,26	2,23ind	1,54	8,9
1515	1,58	2,13ind	1,14	9,2
1517	1,9	2,04ind	0,874	9,5
1519	2,23	1,95ind	0,68	9,95
1522	2,52	1,83ind	0,552	10,25
1524	2,79	1,77ind	0,457	10,6
1526	3,07	1,7ind	0,374	10,9
1528	3,32	1,57ind	0,3	11,3
1530	3,51	1,62ind	0,256	11,6
1532	3,71	1,56ind	0,207	12
1534	3,9	1,48ind	0,174	12,2
1536	4,04	1,44ind	0,136	12,5
1538	4,21	1,43ind	0,106	12,8
1540	4,36	1,4ind	0,087	13
1542	4,46	1,4ind	0,061	13,2
1544	4,6	1,5ind	0,045	13,35
1545	4,68	1,4ind	0,032	13,7
1546	4,77	1,5ind	0,009	13,8

É possível verificar na tabela 5.5 que a tangente ( $\varphi$ ) inverte o sinal para 1535 rpm, significa que o gerador deixou de fornecer potência reactiva à rede, passando esta a injectar potência reactiva no gerador, como consequência, o factor de potência passou de indutivo a capacitivo. Na tabela 5.6 o valor de C aumentou, e a tangente ( $\varphi$ ) não inverte o sinal com o aumento da potência gerada, significando que o valor de C é suficiente para excitar o gerador mesmo que este atinja a corrente nominal.

### 5.5.3 - Regulação do factor de potência

O ensaio experimental permitiu realizar a regulação do factor de potência através da bateria de condensadores. Uma vez que a tensão e a frequência são impostas pela rede, a bateria de condensadores apenas altera o fluxo de potência reactiva. Para ter uma factor de potência capacitivo ( $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ ), parte da energia reactiva deve provir da rede eléctrica, para obter um factor de potência indutivo ( $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ), as baterias de condensadores têm que assegurar toda a energia reactiva. O esquema de montagem é o mesmo do ensaio anterior (figura 5.19). Os resultados obtidos são apresentados na figura 5.29.

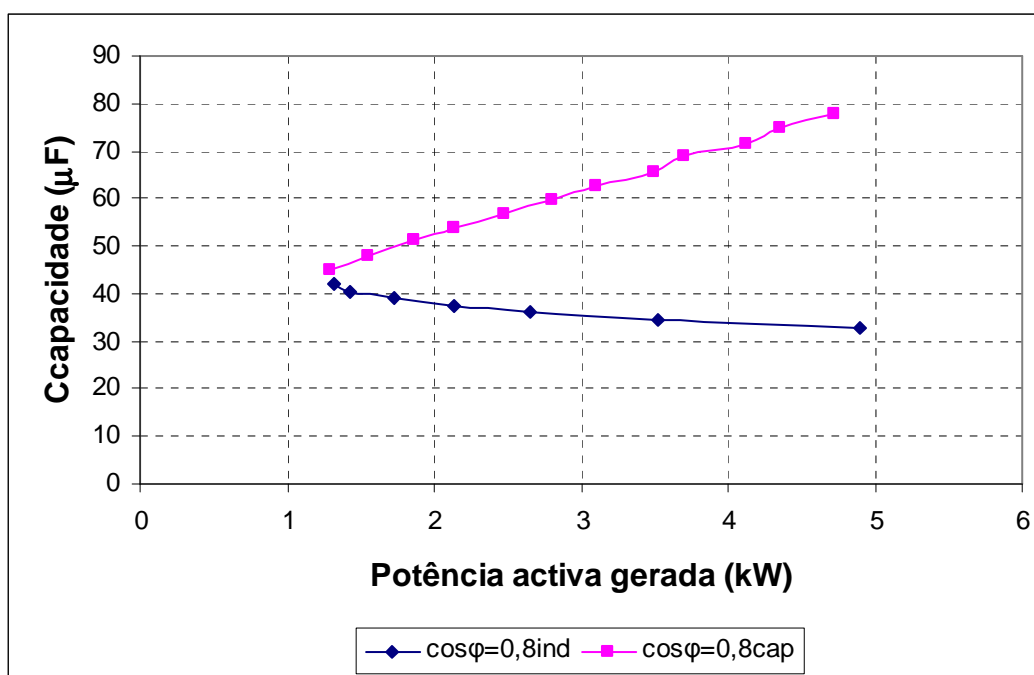


Figura 5.30 - Regulação do factor de potência.

Através da análise gráfica é possível verificar que o aumento de velocidade implica uma diminuição de  $C$  para  $\cos\phi=0,8\text{cap}$ , e um aumento para  $\cos\phi=0,8\text{ind}$ .

Como afirmado anteriormente, um aumento de velocidade provoca um aumento do consumo de potência reactiva, então, sendo o factor de potência indutivo, um crescimento de velocidade implica o aumento de  $C$ , de forma a manter o valor do factor de potência constante. Se o valor de  $C$  permanecesse fixo, o factor de potência passaria de indutivo a capacitivo, o que aconteceu no ensaio anterior.

Sendo o factor de potência capacitivo, é a rede que fornece energia reactiva para o gerador quando a velocidade aumenta. Como o objectivo é manter o factor de potência constante é necessário diminuir o valor de  $C$ .

Estando a tensão e frequência fixadas pela rede, pode-se afirmar que a regulação da capacidade da bateria de condensadores permite compensar o factor de potência através da regulação dos fluxos de energia reactiva destinados ao gerador.

## 5.6 - Conclusões

O presente capítulo descreve pormenorizadamente o comportamento do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo, quando este funciona como gerador isolado (auto-excitado) e ligado à rede, em regime permanente.

No processo de auto-excitação do gerador de indução, é primordial, o fornecimento de energia reactiva para produzir o campo magnético e, concomitantemente, gerar energia eléctrica. Se o gerador operar isoladamente as baterias de condensadores tornam-se



imprescindíveis, mas no caso de funcionamento ligado a uma rede, a energia reactiva pode provir da própria rede ou das baterias de condensadores.

Em sequência do estudo experimental realizado, no funcionamento em vazio, verifica-se que, existe uma capacidade mínima de baterias de condensadores que origina a auto-excitação e, quanto maior a velocidade de rotação, menor é o valor da capacidade exigida para excitar o gerador de indução. A tensão de saída do gerador depende do tipo de carga que este alimenta. A regulação da tensão num valor constante obtém-se através da corrente de excitação, proveniente das baterias de condensadores, aumentando ou diminuindo este valor consoante a carga que o gerador alimenta.

No funcionamento em paralelo com a rede, sem compensação do factor de potência, um aumento da potência gerada corresponde a um maior desvio da velocidade de rotação em relação ao sincronismo e, também um aumento da potência reactiva consumida pelo gerador, proveniente da rede. Com compensação do factor de potência, e, uma vez que a tensão e a frequência são fixas pela rede, a bateria de condensadores somente altera o fluxo de potência reactiva, controlando assim o factor de potência para valores pretendidos.



# **CAPÍTULO 6**

## **Síntese e Conclusões**

### **Perspectivas de trabalhos futuros**

Com o presente trabalho pensa-se ter realizado, em diferentes aspectos, o estudo de múltiplos aspectos ligados aos aproveitamentos de energia eólica e de todos os componentes que constituem a sua unidade produtora (o aerogerador), com destaque para a análise das tecnologias associadas aos geradores eléctricos empregues e para o estudo experimental do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo, enquanto solução possível.

O cenário das energias renováveis a nível internacional e nacional foi abordado com algum detalhe numa primeira fase, concluindo-se pelas boas perspectivas de desenvolvimento do sector, acreditando-se que, dentro de alguns anos, venham a desempenhar um papel importante de complementaridade relativamente às fontes de energéticas clássicas.

Já numa fase seguinte, este estudo detêm-se com uma análise sobre a energia eólica, por ser a alternativa às energias tradicionais em maior fase de expansão e por apresentar vantagens convincentes em relação às mesmas, das quais se destacam: a fonte primária da energia é gratuita e inesgotável; é um recurso endógeno dos países; é uma energia limpa e fiável. Além destas razões a maturidade adquirida nas tecnologias torna esta energia rentável.

Devido ao forte crescimento da energia eólica a nível mundial, tornou-se necessário para os fabricantes de aerogeradores desenvolver sistemas de conversão eficientes, apostando no desenvolvimento tecnológico, bem como estudar novas técnicas que permitissem explorar potencialidades até então inconcebíveis em aerogeradores tradicionais.

Os actuais aerogeradores chegam, por unidade, a superar os 4,5 MW de capacidade instalada e, normalmente, são equipados com turbinas de diâmetro da ordem dos 120 metros, eixo horizontal e três pás (prevêem-se a curto prazo aerogeradores de 7,5 MW).

Uma das transformações ao nível da energia eólica, como fim de se atingirem estes níveis de potência, foi a mudança de sistemas de velocidade fixa para sistemas de velocidade variável. Estes patenteiam inúmeros benefícios incluindo: o aumento da produção de energia; a redução das fadigas nos componentes mecânicos; a redução do ruído a baixas velocidades de vento; a ligação suave à rede de frequência constante e eventual ausência de caixa de velocidades. Não podemos deixar de mencionar que o desenvolvimento das técnicas hoje apresentadas pelos fabricantes de aerogeradores se deve também ao desenvolvimento da electrónica de potência.

Da abordagem exhaustiva às várias topologias utilizadas na energia eólica, pode-se afirmar que os geradores eólicos que operam a velocidade fixa (gerador de indução de rotor em gaiola) estão gradualmente a ser substituídos por tecnologia que permite a optimização energética através do funcionamento com velocidade variável (gerador de indução duplamente alimentado, gerador síncrono convencional e de ímanes permanentes).

Foram analisadas as vantagens e desvantagens no que se refere às tipificações das soluções tecnológicas que, em termos de geradores eléctricos, são adoptados em aproveitamentos de energia eólica.

Da pesquisa efectuada, pode-se afirmar que a maioria dos fabricantes utiliza o gerador de indução duplamente alimentado e que estes estão a substituir os tradicionais geradores de rotor em gaiola de esquilo. As principais razões para esse facto são o baixo custo do conversor de potência do circuito rotórico e a operação de velocidade variável, que diminuem os esforços mecânicos e optimizam a potência gerada.

A principal vantagem do gerador síncrono convencional e de ímanes permanentes, em relação aos geradores de indução, prende-se com o facto de não necessitarem da caixa de velocidades, o que contribui para a redução das perdas e do ruído, bem como para o aumento da fiabilidade do sistema.

Por fim, a actividade experimental desenvolvida ao longo deste trabalho permitiu caracterizar o funcionamento do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo, analisando e confrontando os resultados experimentais com os teoricamente esperados. Sem especiais inovações, já que a maioria dos ensaios experimentais executados conduziram a resultados que não contrariaram aquelas expectativas sendo, em si, passíveis de repetição quando se dispõe de uma infra-estrutura laboratorial capaz, este trabalho permitiu assim confirmar as boas características de funcionamento em regime permanente da máquina de indução para funcionar quer como gerador ligado em paralelo com uma rede isolada, quer, mesmo, como gerador independente.

A máquina de indução pode efectivamente funcionar e apresenta boas características como gerador independente, desde que devidamente excitado com baterias de condensadores. Se a velocidade da máquina for mantida constante, a tensão gerada depende da bateria de condensadores e do tipo de carga que está a alimentar, podendo pois ser regulada por actuação na primeira. Se a capacidade for constante, a tensão decresce com o aumento de carga, sendo esta óhmica ou indutiva. Se a carga for capacitiva, assiste-se a uma subida da tensão aos terminais do gerador, como era de esperar.

Outro aspecto ligado ao funcionamento como gerador isolado de uma máquina de indução prende-se com o valor da frequência gerada. Esta depende da velocidade de rotação, principalmente. Apesar disso, depende também da carga. Por isso a fixação de uma certa frequência gerada (por exemplo, a frequência industrial de 50 Hz) exige um controlo efectivo da velocidade de rotação da máquina primária, segundo critérios diferentes e mais exigentes do que acontece com máquinas síncronas.

Quanto ao funcionamento do gerador de indução quando ligado a uma rede eléctrica, sendo a frequência estatórica e a tensão fixadas por esta, as variáveis ajustáveis são a potência activa produzida, que é essencialmente regulada pela máquina primária, e a potência reactiva, que é, tipicamente, consumida pela máquina (esta é uma característica deste tipo de gerador), mas que pode ser fornecida à rede se instalarem baterias de condensadores de capacidade adequada. Com esta solução existe pois a possibilidade, importante, de se efectuar a correcção do factor de potência da potência entregue à rede para valores desejáveis.

Como nota última e tal como já foi mencionado no início do trabalho, aquela mesma actividade experimental permitiu um aprofundamento de conhecimentos e sensibilidade do autor em relação à máquina estudada. Foi estimulante o desafio que nos foi proposto e gratificante a consciência final que muito aprendemos.

## 6.1 - Sugestões para trabalho futuro

O estudo realizado mostrou ainda algumas oportunidades de continuação e de desenvolvimento, em diferentes linhas, das quais se pretendem destacar as duas seguintes, por se apresentarem como de seguimento imediato:

- Modelização e análise experimental de diferentes regimes de funcionamento transitório da máquina de indução de rotor com gaiola de esquilo;
- Estudo do funcionamento do gerador de indução duplamente alimentado, quer no funcionamento em regime permanente com velocidade acima da de sincronismo ou abaixo desta (funcionamento hipossíncrono), quer, mais uma vez, exploração das características de funcionamento desta mesma máquina em regimes transitórios.

Essas oportunidades não estiveram equacionadas de início ou, pura e simplesmente, não tivemos oportunidade de as explorar ao longo do nosso trabalho, razão qual só aqui ficam apresentadas desta forma singela.

# Referências

- [1] Ministério da economia e inovação; Energias e alterações climáticas.
- [2] Direcção Geral Energia Geologia - DGEG.
- [3] World Wind Energy Association - WWEA.
- [4] Alasdair Cameron; Growth on all fronts: The BTM wind market update.
- [5] International Wind Energy Development World Market Update 2007; Forecast 2008-2012.
- [6] Lars Gertmar; Lars Liljestrang; Heinz Lendenmann; "Wind Energy Powers-That-Be Successor Generation in Globalization" IEEE Março de 2007.
- [7] Esteves, Maria; "Base de dados do potencial energético do vento em Portugal - Metodologia e desenvolvimento"
- [8] Portal do Ambiente Online ([www.ambienteonline.pt](http://www.ambienteonline.pt))
- [9] Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial - INEGI
- [10] BWEA Briefing Sheet - Low Frequency Noise and Wind Turbines.
- [11] Um Sistema Internet (SIG) para a Produção da Participação Pública e Apoio à Decisão Aplicação à localização de parques Eólicos - INESC - Coimbra.
- [12] Almeida, R.; "Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados" Tese de Doutoramento, 2006, FEUP;
- [13] Danish Wind Turbine Manufacturers Association. <http://www.windpower.dk/>
- [14] Eggleston, Eric. What Are Vertical-Axis Wind Turbines (VAWTs). American Wind Energy Association. <http://awea.org/faq/vawt.html>
- [15] "E - 112 Wind Turbine" Disponível em: <http://www.enercon.de>
- [16] "V120 - 4,5MW". Disponível em: <http://www.vestas.com>
- [17] "REpower 5M". Disponível em: [http://www.repower5m.de/index\\_flash\\_uk.htm](http://www.repower5m.de/index_flash_uk.htm)
- [18] "Wind Power technology - Operation, commercial developments, wind distribution, grid distribution". Disponível em: <http://www.ewea.org>
- [19] Wind Turbine Technology, Sep 2005. Disponível em: <http://www.bwea.com>
- [20] BTM consult ApS - March 2006 "International Wind Energy Development - World Market Update 2007 - Forecast 2008-2012" Disponível em: <http://www.btm.dk>
- [21] Estanqueiro, A.; Department of Renewable Energies, - Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial (INETI), 2003.
- [22] Castro, R.; "Introdução à energia Eólica", IST, Março 2008.
- [23] Burton, T.; Sharpe, D.; Jenkins, N.; Bossanyi, E.; "Wind energy handbook" John Wiley and Sons, Ltd. 2001.

- [24] Manwell, J.; McGowan, J.; Rogers, A.; "Wind energy Explained" John Wiley and Sons, Ltd. 2002.
- [25] Costa, P.; "Optimização da Produção de Energia em Sistemas Eólicos" Tese de doutoramento, FEUP 2005.
- [26] [www.vestas.com](http://www.vestas.com)
- [27] Mukund R. Patel "Wind and Solar Power Systems Design, Analysis, and Operation", Second Edition, 2006
- [28] Krohn, S. Danish Wind Turbine Manufactures Association - Guided Tour on Windy Energy. Copenhagen, 2001. Disponível em: <http://www.windpower.org>
- [29] S.Daher, R. Pontes, and F. Antunes, "A Stand-alone Three-phase Induction Generator based Wind Energy Storage System", IECON'99 Proceedings, The 25th Annual Conference of the IEEE, vol. 3, pp. 1397-1402, 29 Nov - 3 Dec 1999.
- [30] Gash, R.; Twele, J.; "Wind Power Plants: Fundamentals, design, Constructuion and Operation." Solarpraxis AG, 2002.
- [31] Estanqueiro, A.; "Modelação Dinâmica de Parques eólicos", Tese de Doutoramento, IST, Abril 1997.
- [32] Wind Turbines: Upwind or Downwind Machines. Danish Wind Industry Association. Disponível em: <http://www.windpower.org/en/tour/design/updown.htm>
- [33] American Wind Energy Association - <http://www.awea.org/>
- [34] <http://www.nordex-online.com/en>
- [35] [http://www.enercon.de/pt/\\_home.htm](http://www.enercon.de/pt/_home.htm)
- [36] Thomas Ackermann; "Wind Power in Power Systems." John Wiley and Sons, Ltd. 2005
- [37] Silva, Rui; "Controlo e Decisão na Energia"; UNL-FCT
- [38] Ferreira, A.; "Problemática e Perspectivas da Utilização do Gerador de Ímanes Permanentes na Produção de Energia Eólica", Tese de Mestrado, FEUP, Dezembro 2000.
- [39] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk- Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen and B. Bak-Jensen; "Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines"
- [40] Polinder H.; Haan, S.; Dubois M. R.; Slootweg, J. G. "Basic Operation Principles and Electrical Conversion Systems of Wind Turbines" IEEE
- [41] V. Akhmatov, "Analysis of Dynamic Behaviour of electric Power Systems With Large Amount of Wind Power", Tese de doutoramento, Technical University of Denmark, 2003
- [42] Wang C.; Wang L.; Yixin Ni; "A survey on wind power Technologies in power systems" IEEE
- [43] Novak, P.; "On The Modelling and Partial-Load Control of Variable-Speed Wind Turbines." Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, August 1995.
- [44] Heier, S.; "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems." John Wiley and Sons, Ltd. 1998
- [45] Hoffman, R.; "A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy captures." Dissertation, January 2002.
- [46] Muller, S.; Deicke, M.; De Doncker, R. "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbine." IEEE Industry Application Magazine. May/June 2002
- [47] Muljadi, E.; Butterfield, C.P. and Handman, D. "Dual-Speed Wind Turbine Generation." National Renewable Energy Laboratory, June 1996
- [48] Ahlstrom, Anders.; "Simulating Dynamical Behaviour of Wind Power Structures" Royal Institute of Technology Department of Mechanics, August 2002.



- [49] Zenginobuz, G; Çadirci, I; Ermis, M; Barlak, B. Soft Starting of Large Induction Motors at Constant Current With Minimized Starting Torque Pulsations. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 37, No. 5, Sep./Oct. 2001.
- [50] Wind Energy 2003. German Wind Energy Association.
- [51] Castro, R.; Jesus, J.; “Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos”, IST, Abril 2008
- [52] Stefan Soter, S.; Wegener R.; “Development of Induction Machines in Wind Power Technology” IEEE
- [53] Lopes, P.; “Modelos de Geradores Eólicos de Indução Duplamente Alimentados” Novembro de 2004
- [54] Jahns, T.; De Doncker, R.; “Control of Electrical Generators. The Control Handbook, IEEE Press.
- [55] Flader, Thomas; “The asynchronous Generator In Small Power Plants”



# Anexos

## 1 - Medição das capacidades

Tabela 5.7 - Determinação das capacidades

% Carga	U (V)	I (A)	P1(+W)	P2(-W)	Q(VAr)	C(μF)
5	400	0,33	100	100	228,63	4,55
10	400	0,67	150	150	464,19	9,23
15	400	0,97	200	200	672,04	13,4
20	400	1,32	300	300	912,44	18,2
25	400	1,65	350	300	1142,06	22,7
30	400	1,99	400	325	1373,90	27,3
35	400	2,34	500	400	1618,11	32,2
40	400	2,63	550	475	1817,11	36,2
45	400	2,97	625	525	2055,24	40,9
50	400	3,30	700	600	2284,12	45,4
55	400	3,65	750	650	2526,82	50,3
60	400	3,99	825	710	2761,96	54,9
65	400	4,28	900	775	2962,64	58,9
70	400	4,60	975	850	3184,52	63,4
75	400	4,95	1050	925	3427,18	68,2
80	400	5,30	1100	1000	3670,59	73
85	400	5,60	1160	1050	3878,23	77,2
90	400	5,92	1225	1105	4099,74	81,6
95	400	6,30	1300	1175	4362,98	86,8
100	400	6,60	1350	1250	4571,52	90,9
105	400	6,90	1405	1310	4779,52	95,1
110	400	7,25	1475	1400	5022,39	99,9
115	400	7,55	1525	1460	5230,39	104,1
120	400	7,90	1600	1550	5473,05	108,9
125	400	8,35	1700	1650	5784,83	115,1
130	400	8,70	1750	1725	6027,48	119,9
135	400	9,00	1875	1800	6234,93	124

140	400	9,35	1900	1860	6477,75	128,9
145	400	9,70	1950	1900	6720,17	133,7
150	400	9,95	1975	1945	6893,50	137,1
155	400	10,30	2085	2005	7135,60	142
160	400	10,65	2100	2085	7378,52	146,8
165	400	11,00	2160	2150	7621,02	151,6
170	400	11,35	2225	2225	7863,51	156,4
175	400	11,65	2290	2290	8071,36	160,6
180	400	11,90	2350	2350	8244,56	164
185	400	12,30	2400	2400	8521,69	169,5
190	400	12,45	2500	2455	8625,50	171,6
195	400	13,00	2550	2525	9006,63	179,2
200	400	13,35	2650	2600	9249,02	184
205	400	13,68	2700	2650	9475,04	188,5
210	400	14,02	2850	2700	9712,80	193,23
215	400	14,32	2950	2800	9922,41	197,4

## 2 - Valores obtidos no funcionamento do gerador isolado

### 2.1 - Ensaio em vazio - Frequências constantes

Para obter os valores da tensão gerada, foram utilizadas duas baterias de condensadores, com uma capacidade (C) total de 184 $\mu$ F.

Tabela 5.8 - Tensão gerada para f=40Hz.

C( $\mu$ F)	Igerador(A)	Ugerada(V)
0	0	3,37
4,55	0	3,37
9,23	0	3,45
13,4	0	3,53
18,2	0	3,65
22,7	0	3,77
27,3	0	3,9
32,2	0	4,03
36,2	0	4,12
40,9	0	4,22
45,4	0	4,35
50,3	0	4,51
54,9	0	4,69
58,9	0	4,87
63,4	0	5,09
68,2	0	5,32
73	0	5,6

Tabela 5.9 - Tensão gerada para f=50Hz.

C( $\mu$ F)	Igerador(A)	Ugerador(V)
0	0	4,41
4,55	0	4,59
9,23	0	4,78
13,4	0	4,99
18,2	0	5,26
22,7	0	5,52
27,3	0	5,75
32,2	0	6,08
36,2	0	6,42
40,9	0	6,88
45,4	0	7,44
50,3	0	8,07
54,9	0	8,87
58,9	0	9,73
63,4	0	11,05
68,2	0	12,84
73	0	15,8

77,2	0	5,86	77,2	0	20,83
81,6	0	6,19	81,6	3,5	244,5
86,8	0	6,59	86,8	4,4	288,7
90,9	0	7,04	90,9	5,1	315,6
95,1	0	7,55	95,1	5,65	333,6
99,9	0	8,17	99,9	6,18	346,55
104,1	0	8,91	104,1	6,65	356,65
108,9	0	9,94	108,9	7,12	365,9
115,1	0	11,24	115,1	7,6	373,55
119,9	0	13,14	119,9	8	380
124	0	16,41	124	8,3	386,05
128,9	0	24,61	128,9	8,7	391,15
133,7	4	214,8	133,7	9,2	396,4
137,1	4,5	233,7	137,1	9,6	401
142	4,95	247,4	142	10,1	405,3
146,8	5,35	258,3	146,8	10,5	410
151,6	5,68	266,5	151,6	10,95	414
156,4	6,05	274,1	156,4	11,4	418
160,6	6,35	280	160,6	11,9	421
164	6,65	285,4	164	12,3	424
169,5	6,95	289,6	169,5	12,77	427
171,6	7,25	294,1	171,6	13,2	431
179,2	7,55	297,6	179,2	13,6	434
184	7,8	301,3	184	14,05	437

Tabela 5.10 - Tensão gerada para  $f=60\text{Hz}$ .

C( $\mu\text{F}$ )	Igerador(A)	Ugerador(V)
0	0	5,21
4,55	0	5,5
9,23	0	5,92
13,4	0	6,35
18,2	0	6,74
22,7	0	7,3
27,3	0	8,01
32,2	0	8,96
36,2	0	10,03
40,9	0	11,72
45,4	0	14,36
50,3	0	18,98
54,9	0	39,44
58,9	4,25	339,75
63,4	5,25	386
68,2	6	413

73	6,75	432
77,2	7,35	444
81,6	7,95	455
86,8	8,6	465,5
90,9	9,25	474,5
95,1	9,9	483
99,9	10,4	490,7
104,1	11,1	497
108,9	11,7	504
115,1	12,4	510

## 2.2 - Ensaio em vazio - Velocidades constantes

Tabela 5.11 - Tensão gerada para n=750rpm.

C(μF)	Igerada(A)	Ugerada(V)
0	0	1,95
4,55	0	1,97
9,23	0	1,99
13,4	0	2,01
18,2	0	2,024
22,7	0	2,046
45,4	0	2,159
68,2	0	2,237
90,9	0	2,42
115,1	0	2,554
137,1	0	2,744
160,6	0	2,972
184	0	3,246

Tabela 5.12 - Tensão gerada para n=1000rpm.

C(μF)	Igerada(A)	Ugerada(V)
0	0	2,701
4,55	0	2,74
9,23	0	2,787
13,4	0	2,827
18,2	0	2,876
22,7	0	2,929
45,4	0	3,254
68,2	0	3,588
90,9	0	4,12
115,1	0	4,8
137,1	0	5,89
160,6	0	7,86
184	0	13,55

Tabela 5.13 - Tensão gerada para n=1250rpm.

C( $\mu$ F)	Igerada(A)	Ugerada(V)
0	0	3,46
4,55	0	3,541
9,23	0	3,64
13,4	0	3,73
18,2	0	3,858
22,7	0	3,995
27,3	0	4,13
32,2	0	4,27
36,2	0	4,38
40,9	0	4,53
45,4	0	4,72
50,3	0	4,92
54,9	0	5,15
58,9	0	5,37
63,4	0	5,65
68,2	0	5,98
73	0	6,32
77,2	0	6,75
81,6	0	7,17
86,8	0	7,75
90,9	0	8,43
95,1	0	9,27
99,9	0	10,41
104,1	0	11,74
108,9	0	14,06
115,1	0	18,47
119,9	0	19,94
124	0	23,34
128,9	4,2	246,9
133,7	4,65	262,2
137,1	5,2	273,2
142	5,6	282
146,8	6	289,1
151,6	6,4	295,2
156,4	6,65	300,5
160,6	7	305,4
164	7,35	309,6
169,5	7,65	313,1
171,6	8	317,1
179,2	8,3	320,1
184	8,6	323,2

Tabela 5.14 - Tensão gerada para n=1400rpm.

C( $\mu$ F)	Igerada(A)	Ugerada(V)
0	0	4
4,55	0	4,14
9,23	0	4,3
13,4	0	4,45
18,2	0	4,64
22,7	0	4,85
27,3	0	5,03
32,2	0	5,24
36,2	0	5,47
40,9	0	5,78
45,4	0	6,13
50,3	0	6,51
54,9	0	6,98
58,9	0	7,46
63,4	0	8,12
68,2	0	8,96
73	0	9,96
77,2	0	11,38
81,6	0	13,11
86,8	0	16,48
90,9	0	25,65
95,1	3,8	243,5
99,9	4,55	274,1
104,1	5,05	292,5
108,9	5,55	307,8
115,1	6	319,5
119,9	6,45	328,7
124	6,85	336,3
128,9	7,25	342,5
133,7	7,65	348,5
137,1	8	354,2
142	8,4	358,2
146,8	8,8	363,4
151,6	9,1	367,1
156,4	9,55	371,1
160,6	9,8	374,4
164	10,1	378,1
169,5	10,5	380,6
171,6	10,95	383,6
179,2	11,25	386,5
184	11,7	389,5

Tabela 5.15 - Tensão gerada para n=1500rpm.

C(μF)	Igerada(A)	Ugerada(V)
0	0	4,4
4,55	0	4,58
9,23	0	4,78
13,4	0	5
18,2	0	5,27
22,7	0	5,53
27,3	0	5,74
32,2	0	6,08
36,2	0	6,42
40,9	0	6,89
45,4	0	7,43
50,3	0	8,07
54,9	0	8,89
58,9	0	9,76
63,4	0	11,1
68,2	0	13,06
73	0	16,07
77,2	0	23,28
81,6	3,55	244,1
86,8	4,4	287,2
90,9	5,1	314,7
95,1	5,65	332,1
99,9	6,15	346,5
104,1	6,6	355,4
108,9	7,1	364
115,1	7,55	372,2
119,9	8	379,2
124	8,4	384,5
128,9	8,65	389,8
133,7	9,1	394,9
137,1	9,6	399,3
142	10	403,6
146,8	10,42	407,6
151,6	10,85	412
156,4	11,3	415
160,6	11,8	419
164	12,2	422
169,5	12,6	424
171,6	13,1	428
179,2	13,41	431
184	13,9	433

Tabela 5.16 - Tensão gerada para n=1600rpm.

C(μF)	Igerada(A)	Ugerada(V)
0	0	4,43
4,55	0	4,62
9,23	0	4,87
13,4	0	5,12
18,2	0	5,45
22,7	0	5,68
27,3	0	6,03
32,2	0	6,49
36,2	0	6,96
40,9	0	7,62
45,4	0	8,45
50,3	0	9,47
54,9	0	10,91
58,9	0	12,7
63,4	0	16,15
68,2	0	24,48
73	3,85	281,6
77,2	4,65	319,1
81,6	5	345,6
86,8	5,7	364,3
90,9	6,3	378,1
95,1	6,8	388,9
99,9	7,4	397,8
104,1	7,9	405,1
108,9	8,42	413
115,1	8,9	419
119,9	9,4	424
124	9,9	430
128,9	10,4	435
133,7	10,9	440
137,1	11,4	444
142	11,9	448
146,8	12,4	451
151,6	12,9	455
156,4	13,35	459
160,6	13,8	462



## 2.3 - Ensaio em carga - sem regulação de tensão

**Tabela 5.17** - Tensão gerada para  $f=40\text{Hz}$ ;  $C=188,5\mu\text{F}$ ;  $\cos\varphi=1$ ;  $\cos\varphi=0,8\text{ind}$ ;  $\cos\varphi=0,8\text{cap}$  (valores constantes).

$\cos\varphi=1$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerada(A)
304	0	0,232	8,05
302	0	0,122	0,25
301	0,48	8,05	8
300	0,71	0,37	7,98
298	0,94	0,488	7,98
296,5	1,18	0,608	7,95
294,5	1,38	0,708	7,95
293,8	1,61	0,823	7,95
292	1,83	0,93	7,86
290	2,04	1,03	7,86
288	2,27	1,14	7,98
286	2,46	1,22	7,98
284,5	2,67	1,32	8
282,5	2,88	1,41	8
280	3,07	1,49	8,05
278	3,26	1,57	8,07
276	3,46	1,67	8,1
274	3,64	1,73	8,12
271	3,8	1,79	8,15
269	3,99	1,86	8,18
266,5	4,15	1,97	8,21
264,5	4,4	2,02	8,35
262	4,56	2,07	8,37
259	4,71	2,11	8,4
255,5	4,84	2,15	8,4
252,4	4,97	2,178	8,4
249	5,08	2,195	8,4
244,5	5,194	2,2	8,4
240,5	5,294	2,2	8,37
235,5	5,37	2,197	8,3
230,5	5,44	2,175	8,25
224,9	5,476	2,134	8,18
218,15	5,49	2,077	8,05
211,3	5,48	2	7,9
203	5,426	1,91	7,73
194,2	5,338	1,8	7,5
181,9	5,15	1,627	7,11
165,72	4,825	1,39	6,6
138,2	4,125	0,992	5,54

$\cos\varphi=0,8\text{ind}$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerada(A)
304	0	0	8,05
288	0,95	0,383	7,15
282	1,22	0,479	6,8
266	1,71	0,63	6,11
255	1,91	0,67	5,75
241	2,06	0,69	5,35
225	2,14	0,67	4,95
196	2,097	0,57	4,2
157	1,85	0,405	3,3

$\cos\varphi=0,8\text{cap}$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerada(A)
304	0	0	8,1
309	0,63	0,261	8,65
310	0,95	0,399	8,85
311	1,27	0,535	9
312	1,6	0,678	9,22
313	1,86	0,795	9,42
315	2,23	0,945	9,81
315	2,55	1,08	10,1
316	2,88	1,22	10,4
317	3,21	1,37	10,65
317	3,48	1,5	10,95
318	3,87	1,65	11,21
318	4,18	1,79	11,52
318	4,5	1,93	11,81
318	4,79	2,06	12,1
319	5,16	2,2	12,4
319	5,47	2,34	12,65
319	5,74	2,47	12,9
319	6,12	2,62	13,21
319	6,38	2,74	13,5

**Tabela 5.18** - Tensão gerada para  $f=50\text{Hz}$ ;  $C=119,9\mu\text{F}$ ;  $\cos\varphi=1$ ;  $\cos\varphi=0,8\text{ind}$ ;  $\cos\varphi=0,8\text{cap}$  (valores constantes).

$\cos\varphi=1$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerador(A)
380	0	0	8
379,5	0,288	0,19	7,95
377,6	0,59	0,389	7,95
376	0,89	0,582	7,95
374	1,18	0,764	7,95
372	1,47	0,947	7,95
369	1,75	1,12	7,95
367	2,03	1,29	7,97
364	2,3	1,45	8
361,5	2,55	1,6	8,05
359	2,82	1,75	8,1
356	3,06	1,89	8,1
353	3,32	2,03	8,15
350	3,65	2,16	8,2
347	3,78	2,27	8,25
343	4	2,38	8,3
340	4,23	2,49	8,35
336	4,44	2,59	8,4
332	4,63	2,67	8,4
328	4,83	2,75	8,45
323	5	2,8	8,5
318,9	5,2	2,87	8,5
312	5,32	2,89	8,5
306,5	5,485	2,91	8,5
299	5,57	2,88	8,42
291,6	5,67	2,868	8,4
282	5,71	2,8	8,3
270,5	5,73	2,69	8,1
260	5,665	2,557	7,9
242,8	5,51	2,32	7,6
224,6	5,26	2,05	7,1
194	4,7	1,58	6,25

$\cos\varphi=0,8\text{ind}$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerador(A)
380	0	0	8
356	1,168	0,575	6,9
346	1,493	0,715	6,5
328	1,82	0,805	5,93
316	2,018	0,885	5,67
293	2,175	0,883	5,15
258,2	2,19	0,783	4,45
202,5	1,934	0,544	3,4

$\cos\varphi=0,8\text{cap}$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerador(A)
380	0	0	8
381,5	0,3645	0,195	8,1
392,5	1,93	1,045	9,45
395	2,65	1,46	10
397,5	3,79	2,11	11
399	4,25	3,36	11,4
400,3	5,38	3,3	12,4
402,7	6,27	3,46	13,3

**Tabela 5.19** - Tensão gerada para  $f=60\text{Hz}$ ;  $C=81,6\mu\text{F}$ ;  $\cos\varphi=1$ ;  $\cos\varphi=0,8\text{ind}$ ;  $\cos\varphi=0,8\text{cap}$  (valores constantes).

$\cos\varphi=1$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerador(A)
456	0	0	7,95
453,5	0,349	0,276	7,91
451,7	0,724	0,569	7,91
448,5	1,076	0,838	7,91
446,5	1,42	1,1	7,91
443	1,76	1,35	7,91
440	2,07	1,58	7,95
437	2,4	1,82	8
433	2,71	2,04	8,05
429	3,02	2,25	8,1
425	3,34	2,46	8,18
421,5	3,6	2,64	8,22
417	3,9	2,82	8,3
412,5	4,17	2,98	8,36
407,3	4,42	3,12	8,41
402	4,655	3,25	8,5
396	4,9	3,37	8,54
390	5,12	3,46	8,59
383	5,3	3,53	8,6
375,5	5,5	3,58	8,6
367,3	5,64	3,59	8,6
357,7	5,76	3,57	8,55
345,5	5,85	3,5	8,49
331,8	5,88	3,38	8,3
315,2	5,84	3,2	8,08
292,2	5,66	2,88	7,7
261,5	5,26	2,387	7

$\cos\varphi=0,8\text{ind}$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerador(A)
456	0	0	7,95
421	1,36	0,793	6,61
403	1,72	0,963	6,15
379,5	2,02	1,06	5,62
346,5	2,18	1,05	5,04
287,2	2,12	0,847	4,05
173,5	1,385	0,321	2,2

$\cos\varphi=0,8\text{cap}$			
Ugerada(V)	Icarga(A)	P(kW)	Igerador(A)
456	0	0	7,95
473,5	2,27	1,5	9,61
476,5	2,8	1,75	10,2
479,5	3,64	2,42	10,9
483,5	4,63	3,08	11,8
485	5,16	3,42	12,4
485,5	5,96	4	13

## 2.4 - Ensaio em carga - com regulação de tensão

Tabela 5.20 - Tensão gerada para  $f=40\text{Hz}$ ;  $U=304\text{V}$ ;  $\cos\varphi=1$ ;  $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ;  $\cos\varphi=0.8\text{cap}$  (valores constantes).

$\cos\varphi=1$				
Ugeração(V)	Iexcitação(A)	Icarga(A)	P(kW)	Igerada(A)
304	7,92	0	0	8,1
304	7,95	0,233	0,122	8,1
304	8,1	0,485	0,256	8,3
304	8,27	0,95	0,506	8,55
304	8,28	1,19	0,628	8,6
304,5	8,49	1,44	0,763	8,8
305,5	8,66	1,66	0,885	8,9
304	8,62	1,91	1,01	8,95
304	8,69	2,15	1,135	9,15
304	8,82	2,375	1,25	9,35
304	8,9	2,61	1,38	9,4
304	9,06	2,84	1,5	9,6
304	9,25	3,1	1,63	9,9
304	9,5	3,54	1,87	10,25
304	9,59	3,78	2	10,4
304	9,69	4	2,11	10,6
304	9,85	4,23	2,23	10,85
305	10,03	4,46	2,36	11,15
304	10,22	4,9	2,587	11,5
304	10,4	5,157	2,72	11,8
304	10,54	5,39	2,845	12,05
304	10,77	5,64	2,976	12,35
305	11,06	5,9	3,12	12,75

$\cos\varphi=0.8\text{ind}$				
Ugeração(V)	Iexcitação(A)	Icarga(A)	P(kW)	Igerada(A)
304	7,92	0	0	8,1
303	8,58	1	0,42	8,2
304	8,88	1,3	0,546	8,35
304	9,26	1,61	0,682	8,6
305	9,69	1,96	0,83	8,85
304	9,86	2,27	0,956	8,9
304	10,19	2,58	1,08	9,1
304	10,42	2,88	1,215	9,2
304	10,82	3,2	1,357	9,5
304	10,97	3,49	1,47	9,55
304	11,3	3,82	1,6	9,61
304	11,7	4,11	1,73	9,9
304	12,15	4,44	1,87	10,2

$\cos\varphi=0,8\text{cap}$				
Ugeração(V)	Iexcitação(A)	Icarga(A)	P(kW)	Igerada(A)
304	7,92	0	0	8,1
304	7,5	0,89	0,376	8,1
305	7,54	1,195	0,505	8,3
304	7,32	1,5	0,622	8,35
304	7,35	1,82	0,758	8,6
304	7,12	2,34	1	8,75
304	7,13	2,635	1,12	9
305	7,16	2,97	1,27	9,3
304	6,93	3,256	1,376	9,3
304	6,92	3,54	1,5	9,42
303	6,71	3,86	1,616	9,6
304	6,73	4,165	1,746	9,95
304	6,75	4,476	1,878	10,2
305	6,76	4,765	2,01	10,4
304	6,54	5,08	2,12	10,55
304	6,55	5,38	2,24	10,8
304	6,55	5,66	2,37	11
304	6,54	6,17	2,6	11,5
304	6,54	6,45	2,73	11,7
304	6,54	6,78	2,866	12
304	6,53	7,04	2,98	12,21
304	6,53	7,27	3,07	12,5
304	6,53	7,716	3,27	12,8
303	6,53	7,966	3,37	13,02

**Tabela 5.21** - Tensão gerada para  $f=50\text{Hz}$ ;  $U=380\text{V}$ ;  $\cos\varphi=1$ ;  $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ;  $\cos\varphi=0.8\text{cap}$  (valores constantes).

$\cos\varphi=1$				
Ugerada(V)	Iexcitação (A)	Icarga(A)	P(kW)	Igerada(A)
380	7,86	0	0	8,05
380	8,12	0,88	0,587	9,35
380	8,18	1,188	0,782	8,45
381	8,42	1,48	0,982	8,7
380	8,43	1,8	1,19	8,8
379	8,42	2,08	1,37	8,85
381,5	8,77	2,385	1,58	9,25
380	8,72	2,66	1,75	9,3
381,5	9,01	2,96	1,96	9,7
380	8,97	3,22	2,12	9,7
380	9,15	3,53	2,33	9,9
383	9,47	3,82	2,53	10,3

380	9,43	4,1	2,71	10,4
380	9,64	4,67	3,07	10,8
381	9,96	4,97	3,29	10,25
380	9,9	5,22	3,43	11,3
380	10,21	5,8	3,82	11,9
380	10,65	6,4	4,22	12,6
380	10,91	6,7	4,43	13
380	11,21	7,3	4,84	13,8

$\cos\varphi=0,8\text{ind}$

Ugerada(V)	I <sub>excitação</sub> (A)	I <sub>carga</sub> (A)	P(kW)	I <sub>gerada</sub> (A)
380	7,9	0	0	8,05
380	8,84	1,256	0,66	8,3
379	9,05	1,64	0,859	8,35
381	9,64	2,05	1,08	8,75
381	9,96	2,435	1,29	8,9
380	10,16	2,82	1,484	8,95
380	10,6	3,18	1,675	9,25
380	10,9	3,57	1,88	9,45
379	11,14	3,93	2,06	9,5
380	11,72	4,33	2,29	9,9
380	12,02	4,72	2,49	10,1
380	12,51	5,125	2,71	10,4

$\cos\varphi=0,8\text{cap}$

Ugerada(V)	I <sub>excitação</sub> (A)	I <sub>carga</sub> (A)	P(kW)	I <sub>gerada</sub> (A)
380	7,9	0	0	8,05
381	7,63	1,09	0,59	8,45
380	7,26	1,495	0,787	8,45
380	6,95	2,3	1,18	8,8
381	6,97	2,96	1,58	9,2
380	6,64	3,46	1,79	9,35
379	6,65	3,66	1,95	9,45
380	6,68	4,08	2,17	9,85
381,5	6,63	4,45	2,36	10
381,5	6,38	4,95	2,58	10,3
380	6,38	5,53	2,95	10,5
379	6,03	5,9	3,09	10,8
379	6,04	6,55	3,46	11,4
380	6,05	6,99	3,695	11,8
380	6,05	7,62	4,06	12,4
379	5,75	8,06	4,22	12,55
382	6,1	8,75	4,67	13,4

**Tabela 5.22** - Tensão gerada para  $f=60\text{Hz}$ ;  $U=456\text{V}$ ;  $\cos\varphi=1$ ;  $\cos\varphi=0.8\text{ind}$ ;  $\cos\varphi=0.8\text{cap}$  (valores constantes).

$\cos\varphi=1$				
Ugerada(V)	I excitação (A)	I carga(A)	P(kW)	I gerador(A)
456	7,86	0	0	8
455	7,85	0,346	0,273	8
457	8,21	1,06	0,842	8,45
455,5	8,16	1,43	1,13	8,45
454,5	8,23	1,77	1,39	8,6
456,5	8,64	2,52	199	9,15
455	8,64	3,16	2,5	9,35
455,5	9,07	3,9	3,08	10
457,5	9,53	4,58	3,635	10,65
456	9,95	5,595	4,435	11,6
454,5	10,3	6,58	5,17	12,4

$\cos\varphi=0.8\text{ind}$				
Ugerada(V)	I excitação (A)	I carga(A)	P(kW)	I gerador(A)
456	7,86	0	0	8
457	8,68	1,03	0,655	8,3
458	9,33	1,935	1,23	8,7
453,5	9,53	2,345	1,48	8,55
453,5	10	2,88	1,81	8,8
455	10,48	3,32	2,09	9,1
456	10,95	3,76	2,375	9,4
455	11,3	4,21	2,65	9,6
455,5	11,78	4,7	2,97	9,85
455	12,12	5,09	3,22	10,1
453	12,45	5,57	3,498	10,3
455,5	13,01	5,98	3,79	10,75
455	13,42	6,43	4,07	11,05
455,5	13,92	6,89	4,345	11,4
455,5	14,4	7,37	4,66	11,8
455,5	14,8	7,8	4,92	12,7

cosφ=0,8cap				
Ugerada(V)	I excitação (A)	Icarga(A)	P(kW)	Igerador(A)
456	7,86	0	0	8
456	6,97	2,21	1,41	8,65
458	7,04	2,68	1,7	9,15
455,5	6,54	3,49	2,2	9,25
457,5	6,56	4,38	2,84	9,9
457	6,1	4,96	3,078	10,05
454,5	6,06	5,2	3,31	10,1
457	6,1	5,69	3,618	10,6
454	5,62	6,15	3,82	10,7
458	5,65	7,1	4,428	11,6
455	5,62	7,32	4,635	11,7
456	5,64	8,15	5,19	12,5

### 3 - Valores obtidos no funcionamento do gerador em paralelo com a rede

#### 3.1 - Sem compensação do factor de potência

Tabela 5.23 - Valores obtidos de potência activa, reactiva e aparente com o aumento da velocidade.

n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Igerada(A)	Tan (φ)
1503	0,006	5,38cap	5,38	8,3	---
1504	0,12	5,46cap	5,43	8,4	---
1507	0,48	5,52cap	5,56	8,6	-11,76
1510	0,86	5,67cap	5,77	8,8	-6,844
1513	1,202	5,78cap	5,88	9,1	-4,87
1515	1,52	5,944cap	6,15	9,4	-3,94
1517	1,857	6,12cap	6,4	9,8	-3,311
1519	2,168	6,28cap	6,63	10,1	-2,906
1522	2,53	6,52cap	6,98	10,7	-2,56
1524	2,83	6,73cap	7,29	11,2	-2,37
1526	3,08	6,86cap	7,54	11,6	-2,24
1528	3,325	7,06cap	7,82	12	-2,14
1530	3,565	7,24cap	8,065	12,4	-2,041
1532	3,78	7,4cap	8,3	12,7	-1,953
1534	4	7,53cap	8,48	13	-1,88
1536	4,17	7,72cap	8,78	13,4	-1,855
1538	4,35	7,88cap	9	13,7	-1,807
1540	4,5	8,021cap	9,206	14	-1,783



### 3.2 - Com compensação do factor de potência

Tabela 5.24 - Valores obtidos de potência activa, reactiva e aparente com o aumento da velocidade, para diferentes valores de C.

C=137,1μF						
n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Tan (φ)	Igerada(A)	Irede(A)
1503	0,05	1,1ind	1,1	9	8,1	1,6
1506	0,4	1,03ind	1,09	1,69	8,2	1,7
1509	0,73	1ind	1,23	0,77	8,4	1,9
1512	1,07	0,967ind	1,42	0,43	8,6	2,15
1514	1,36	0,93ind	1,66	0,25	8,9	2,45
1517	1,7	0,92ind	1,92	0,1	9,2	2,9
1519	2	0,93ind	2,2	0,03	9,6	3,3
1522	2,3	0,93cap	2,48	-0,033	9,95	3,7
1524	2,57	1,02cap	2,8	-0,092	10,4	4,2
1526	2,86	1,1cap	3,06	-0,134	10,75	4,6
1528	3,12	1,13cap	3,33	-0,163	11,1	4,95
1530	3,33	1,2cap	3,54	-0,181	11,4	5,3
1532	3,565	1,32cap	3,8	-0,21	11,7	5,65
1534	3,75	1,38cap	4	-0,226	12,1	6
1536	3,97	1,45cap	4,23	-0,254	12,35	6,3
1538	4,1	1,52cap	4,38	-0,265	12,6	6,6
1540	4,27	1,63cap	4,58	-0,28	12,9	6,85
1542	4,4	1,7cap	4,7	-0,291	13,1	7,1
1544	4,54	1,8cap	4,88	-0,307	13,35	7,3
1546	4,67	1,9cap	5,05	-0,319	13,55	7,5
1547	4,77	1,97cap	5,13	-0,32	13,7	7,7

C=156,4μF						
n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Tan (φ)	Igerada(A)	Irede(A)
1503	0,036	1,8ind	1,8	---	8,1	2,7
1506	0,37	1,73ind	1,78	4,2	8,2	2,7
1509	0,68	1,68ind	1,8	2,12	8,4	2,7
1512	0,99	1,6ind	1,9	1,3	8,6	2,86
1515	1,33	1,52ind	2	0,85	8,9	3
1517	1,65	1,4ind	2,166	0,612	9,2	3,24
1520	1,93	1,37ind	2,37	0,45	9,6	3,52
1522	2,23	1,27ind	2,59	0,312	9,95	3,8
1524	2,5	1,24ind	2,79	0,237	10,2	4,15
1527	2,76	1,22ind	3	0,176	10,6	4,5
1530	3,05	1,2ind	3,27	0,109	11	4,87
1531	3,24	1,19ind	3,45	0,072	11,3	5,16

1533	3,48	1,2ind	3,67	0,033	11,6	5,5
1535	3,7	1cap	3,9	-0,003	12	5,8
1537	3,9	1,18cap	4,06	-0,044	12,3	6,1
1539	4,08	1,26cap	4,285	-0,065	12,55	6,35
1541	4,22	1,32cap	4,4	-0,085	12,85	6,67
1543	4,41	1,351cap	4,6	-0,113	13,1	7
1544	4,56	1,46cap	4,8	-0,141	13,4	7,15
1545	4,68	1,5cap	4,9	-0,157	13,65	7,4
1546	4,77	1,54cap	5	-0,168	13,8	7,5

C=164μF						
n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Tan (φ)	Igerada(A)	Irede(A)
1503	0,133	2ind	2	17,61	8,4	3,1
1505	0,32	2,02ind	2,05	5,4	8,5	3,1
1506	0,526	2,02ind	2,06	3,34	8,6	3,15
1508	0,91	1,9ind	2,12	1,78	8,8	3,15
1510	1,07	1,86ind	2,15	1,39	9	3,25
1512	1,252	1,79ind	2,19	1,14	9,1	3,3
1513	1,35	1,82ind	2,24	1,087	9,2	3,35
1515	1,49	1,78ind	2,33	0,94	9,35	3,45
1517	1,64	1,71ind	2,39	0,79	9,5	3,55
1519	1,99	1,6ind	2,55	0,585	9,9	3,75
1521	2,34	1,48ind	2,8	0,4	10,4	4,15
1523	2,6	1,45ind	2,99	0,322	10,7	4,45
1526	2,83	1,44ind	3,24	0,233	11,1	4,8
1528	3,14	1,39in	3,45	0,174	11,45	5,1
1530	3,375	1,36ind	3,64	0,12	11,8	5,4
1532	3,57	1,38ind	3,82	0,08	12,1	5,65
1534	3,8	1,36ind	4,02	0,04	12,5	6
1536	4	1,2ind	4,22	0,002	12,7	6,25
1538	4,125	1,42cap	4,36	-0,017	12,9	6,4
1540	4,26	1,455cap	4,51	-0,04	13,2	6,7
1542	4,42	1,48cap	4,65	-0,062	13,5	6,95
1543	4,55	1,5cap	4,76	-0,082	13,7	7,1
1545	4,66	1,58cap	4,92	-0,102	13,9	7,3

C=171,6 $\mu$ F						
n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Tan ( $\varphi$ )	Igerada(A)	Irede(A)
1503	0,18	2,47ind	2,51	17,41	8,2	3,75
1506	0,55	2,4ind	2,47	4,1	8,4	3,75
1509	0,89	2,33ind	2,49	2,18	8,7	3,75
1512	1,26	2,23ind	2,56	1,54	8,9	3,85
1515	1,58	2,13ind	2,66	1,14	9,2	4
1517	1,9	2,04ind	2,8	0,874	9,5	4,25
1519	2,23	1,95ind	2,97	0,68	9,95	4,5
1522	2,52	1,83ind	3,12	0,552	10,25	4,75
1524	2,79	1,77ind	3,32	0,457	10,6	5
1526	3,07	1,7ind	3,5	0,374	10,9	5,25
1528	3,32	1,57ind	3,68	0,3	11,3	5,6
1530	3,51	1,62ind	3,83	0,256	11,6	5,8
1532	3,71	1,56ind	4	0,207	12	6
1534	3,9	1,48ind	4,15	0,174	12,2	6,3
1536	4,04	1,44ind	4,3	0,136	12,5	6,5
1538	4,21	1,43ind	4,44	0,106	12,8	6,7
1540	4,36	1,4ind	4,6	0,087	13	6,85
1542	4,46	1,4ind	4,7	0,061	13,2	7,1
1544	4,6	1,5ind	4,8	0,045	13,35	7,25
1545	4,68	1,4ind	4,9	0,032	13,7	7,45
1546	4,77	1,5ind	4,97	0,009	13,8	7,6

### 3.3 - Regulação do factor de potência

**Tabela 5.25** - Valores obtidos para  $\cos\varphi=0.8\text{ind}$  e  $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ , com o aumento da velocidade. Valores obtidos para  $\cos\varphi=0.8\text{ind}$  e  $\cos\varphi=0.8\text{cap}$ , com o aumento da velocidade.

cos $\varphi=0.8\text{ind}$							
C( $\mu$ F)	n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Tan ( $\varphi$ )	Igerada(A)	Irede(A)
45	1512	1,29	0,91ind	1,58	0,14	8,9	2,3
48	1513	1,55	1,12ind	1,9	0,3	9,2	2,75
51,1	1516	1,86	1,38ind	2,3	0,4	9,6	3,3
54	1519	2,14	1,63ind	2,7	0,482	9,9	3,85
56,8	1522	2,47	1,9ind	3,1	0,52	10,3	3,45
59,8	1525	2,8	2,1ind	3,5	0,532	10,8	5,1
62,86	1527	3,1	2,36ind	3,9	0,557	11,2	5,65
65,75	1531	3,5	2,65ind	4,33	0,551	11,8	6,3
68,83	1533	3,7	2,8ind	4,65	0,581	12,15	6,8
71,7	1537	4,12	3,1ind	5,17	0,58	12,75	7,6
74,9	1539	4,35	3,26ind	5,48	0,593	13,15	8
77,9	1543	4,72	3,62ind	5,97	0,57	13,9	8,85

cos $\varphi=0,8$ cap							
C( $\mu$ F)	n(rpm)	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Tan ( $\varphi$ )	I <sub>gerada</sub> (A)	I <sub>rede</sub> (A)
41,9	1512	1,32	0,98cap	1,655	-0,256	9,2	2,35
40,5	1515	1,43	1,08cap	1,8	-0,415	9,35	2,6
39,1	1517	1,725	1,28cap	2,16	-0,542	9,65	3,15
37,5	1520	2,13	1,58cap	2,65	-0,626	10,1	3,9
36	1524	2,65	2,03cap	3,35	-0,682	10,8	4,9
34,5	1532	3,53	2,7cap	4,45	-0,719	12,1	6,5
33	1543	4,9	3,835cap	6,22	-0,752	14,2	9,1

#### 4 - Actas das reuniões com o orientador

O desenvolvimento gradual do trabalho foi periódica e constantemente acompanhado pelo orientador em reuniões quinzenais. Em cada reunião abordou-se o ponto da situação, tendo em conta os aspectos que evoluíram de uma reunião para a outra, e foram estabelecidas metas para a subsequente reunião.

Os pontos abaixo referidos representam um pequeno resumo das reuniões e evidenciam a evolução ao longo do trabalho:

##### Reunião Nº 1 (15/02/2008)

- Primeiro contacto com o orientador;
- Apresentação da dissertação e definição dos objectivos propostos pelo orientador;
- Aconselhamento sobre a linha de pesquisa a ser seguida e sua realização;

##### Reunião Nº 2 (29/02/2008)

- Apresentação do trabalho realizado até à data;
- Comunicação das dificuldades que surgiram na primeira quinzena;
- Apresentação de alguma pesquisa;
- Fornecimento de informação pelo orientador;
- Iniciação da escrita referente à primeira parte do trabalho;

##### Reunião Nº 3 (14/03/2008)

- Evolução do trabalho;
- Entrega do documento escrito sobre a primeira parte da dissertação;
- Dificuldades sentidas para iniciar a escrita da primeira parte da dissertação;
- Definição dos temas a serem abordados, bem como a definição do programa estrutural a ser seguido;

**Reunião N° 4 (28/03/2008)**

- Ponto de situação do trabalho já elaborado;
- Observações, por parte do orientador, sobre o texto já redigido;
- Elaboração de um índice, definindo os temas a abordar na dissertação;
- Objectivos para a próxima reunião;
- Primeira abordagem ao trabalho experimental;

**Reunião N° 5 (11/04/2008)**

- Entrega da primeira parte do trabalho, com excepção do capítulo 1;
- Escolha do tipo de máquina a ensaiar;
- Definição dos ensaios a realizar para a máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo no funcionamento como gerador isolado;

**Reunião N° 6 (28/04/2008)**

- Observações do orientador sobre os capítulos entregues na reunião antecedente;
- Contrariedades sentidas no laboratório;
- Apresentação dos resultados obtidos na parte experimental;

**Reunião N° 7 (16/05/2008)**

- Finalização dos ensaios realizados com a máquina no funcionamento isolado;
- Análise dos resultados obtidos;
- Descrição dos ensaios a realizar para a máquina de indução a funcionar como gerador ligado à rede;
- Início da escrita da segunda parte do trabalho;

**Reunião N° 8 (30/05/2008)**

- Apresentação dos resultados obtidos nos ensaios com o gerador ligado à rede;
- Entrega de uma parte escrita referente à segunda parte do trabalho;

**Reunião N° 9 (13/06/2008)**

- Análise da parte redigida;
- Finalização da escrita da dissertação;